

ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ ГРЭС3 4×660 МВт
ОТЧЁТ О ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОМ
ОБОСНОВАНИИ

**ОТЧЁТ О ТЕХНИКО-
ЭКОНОМИЧЕСКОМ
ОБОСНОВАНИИ**

(Предоставитель отчета предоставил версию документа на английском языке. В случае любых расхождений между настоящим русским переводом и английской версией приоритет имеет английская версия. Все последствия, возникшие из-за неточностей перевода, несет пользователь русского варианта отчета.)



中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司

Северо-Западный институт проектирования электроэнергетики, ООО, China Power Engineering Consulting Group

MAY.2026 XI'AN

УТВЕРДИЛ: SONG.JX

ПРОВЕРИЛ: ZHOU.RQ

ПРОКОНТРОЛИРОВАЛ: WX.ZHANG
LIU.SY ZHU.TQ HAO.YC MENG.XW YANG.HT
ZHANG.AJ HAO.BY LIU.PF LIU.HM JI.WL HUANG.Y

РАЗРАБОТАЛ: GONG.J WANG.L WANG.XX
WANG.XD MAO.XJ WANG.TY MA.L ZHANG.GX LIU.Q
JIANG.HL LU.SK TIAN.KJ ZHAO.TJ LI.JC LI.HB
LIU.YH ZHAO.GD ZHAO.TJ TU.ZQ SHI.P HUANG.H
WANG.FL ZHOU.YX

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ
СОСТОИТ ИЗ СЛЕДУЮЩИХ ТОМОВ**

DOC NO.	VOL.	НАИМЕНОВАНИЕ	
60-Q29831K-A01	VOL.01	ОБЩИЙ ОТЧЁТ	NWEPDI
60-Q29831K-E01	VOL.02	ИНВЕСТИЦИОННЫЙ & ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ	NWEPDI

СОСТАВ ЧЕРТЕЖЕЙ

NO	DWG NO	НАЗВАНИЕ	QTY
1.	60-Q29831K-J01-01	Технологическая схема системы воздуха и дымовых газов	1
2.	60-Q29831K-J01-02	Технологическая схема системы пылеприготовления	1
3.	60-Q29831K-J01-03	Технологическая схема системы основного и промежуточного перегрева пара и байпаса	1
4.	60-Q29831K-J01-04	Чертёж общего вида главного корпуса	1
5.	60-Q29831K-J01-05	Чертёж поперечного разреза главного корпуса	1
6.	60-Q29831K-M01-01	Технологическая схема системы топливоподачи	1
7.	60-Q29831K-C01-01	Технологическая схема системы гидравлического золошлакоудаления	1
8.	60-Q29831K-D01-01	Однолинейная схема	1
9.	60-Q29831K-D01-02	Принципиальная схема электроснабжения собственных нужд	1
10.	60-Q29831K-D01-03	Защита и измерения генератора, трансформатора генератора и трансформатора собственных нужд блока	1
11.	60-Q29831K-K01-01	Схема конфигурации системы автоматизации и компьютерной сети всей электростанции	1
12.	60-Q29831K-Z01-01	Схема расположения электростанции	1
13.	60-Q29831K-Z01-02	Генеральный план	1
14.	60-Q29831K-S01-01	Схема водного баланса электростанции	1
15.	60-Q29831K-S01-02	Схема основной системы охлаждающей воды	1
16.	60-Q29831K-H01-01	Технологическая схема системы водоподготовки	1
17.	60-Q29831K-V01-01	Технологическая схема десульфуризации дымовых газов	1

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	1
1.1 Предпосылки	1
1.2 Сведения об инвесторе	3
1.3 Сведения о проекте	6
1.4 Основные принципы проектирования	7
1.5 Объём и глубина работ	13
1.6 Порядок проведения работ и организация	14
1.7 Основные выводы и предложения	16
2 ЭНЕРГОСИСТЕМА	16
2.1 Общие сведения об энергосистеме	16
2.2 Прогноз нагрузки и баланс мощности и электроэнергии	17
3 ИСТОЧНИК ТОПЛИВА	25
3.1 Источник угля	25
3.2 Прогноз качества и расхода топлива	25
3.3 Транспортировка топлива	28
3.4 Растопка котла и поддержание горения	28
4 УСЛОВИЯ ПЛОЩАДКИ	29
4.1 Обзор площадки	29
4.2 Транспорт	31
4.3 Гидрологические и метеорологические условия	32
4.4 Источник водоснабжения	34
4.5 Золоотвал	35
4.6 Сейсмогеология и геотехника	37
4.7 Технические требования и рекомендации по выбору площадки	42
5 КОНЦЕПЦИЯ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	46
5.1 Генеральный план электростанции и общая планировка площадки (вертикальная планировка)	46
5.2 Состав энергоблоков	51
5.3 Технические характеристики основного оборудования	52
5.4 Тепловая схема	54

5.5 Система сжигания и пылеприготовления	60
5.6 Система золошлакоудаления	63
5.7 Система десульфуризации дымовых газов (ДДГ/FGD)	67
5.8 Система денитрификации дымовых газов	76
5.9 Система топливоподачи	78
5.10 Электрическая часть	83
5.11 Система химводоподготовки	89
5.12 Системы КИП и управления, информационные системы	101
5.13 Компоновка главного корпуса	111
5.14 Архитектурно-строительная часть	117
5.15 Система водоснабжения и водоотведения и сооружения охлаждения	131
5.16 Золоотвал	138
5.17 Противопожарная защита	140
5.18 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха	147
6 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	152
6.1 Обзор природной и социальной среды	152
6.2 Основные загрязняющие вещества	153
6.3 Стандарты охраны окружающей среды, принятые в проекте	153
6.4 Меры по предотвращению загрязнения	154
6.5 Инвестиции в охрану окружающей среды	156
6.6 Резюме	156
7 ТРУДОВЫЕ РЕСУРСЫ	156
8 ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИЙ	157
9 АНАЛИЗ РИСКОВ	157
9.1 Политические и социальные риски	157
9.2 Правовые риски	158
9.3 Налоговые и валютные риски	158
9.4 Технические риски	159
9.5 Экологические риски	160
10 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ	160
10.1 Выводы	160
10.2 Рекомендации	161

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1 Предпосылки

Предполагаемая площадка для размещения данного проекта — село Солнечный, город Экибастуз, в северной части Единой энергосистемы Республики Казахстан.

Город Экибастуз расположен в северо-восточной части Казахстана, в Павлодарской области. Это один из важнейших центров энергопроизводства в Казахстане и даже в Центральной Азии, особенно в части угля. Город был практически полностью основан и развит благодаря углю. Поблизости находится один из крупнейших в мире угольных разрезов — Экибастузское угольное месторождение. Это месторождение обладает огромными запасами (доказанные запасы превышают 12 млрд тонн), мощными угольными пластами и небольшой глубиной залегания, что делает его весьма пригодным для крупномасштабной открытой добычи. Опираясь на богатые угольные ресурсы, Экибастуз является крупной базой энергопроизводства Казахстана. Здесь расположено несколько крупных угольных электростанций (таких как ГРЭС-1 и ГРЭС-2). Общая установленная мощность ГРЭС-1 составляет 4000 МВт, а ГРЭС-2 в настоящее время имеет установленную мощность 1000 МВт (с запланированным расширением второй очереди на 1000 МВт), снабжая значительными объёмами электроэнергии северный и центральный Казахстан и даже Россию через электросеть.

На угольную генерацию приходится от 74,5 % до 80 % общего объёма выработки электроэнергии в Казахстане, и 69 % из 155 электростанций страны являются угольными, составляя абсолютную основу энергосистемы. Однако срок службы угольных электростанций Казахстана, как правило, превышает 30 лет, что сопровождается высокими показателями энергопотребления и частыми отказами. В соответствии с «Концепцией перехода к зелёной экономике» Казахстана и стратегией развития энергетики до 2035 года 28 июля 2025 года Министерство энергетики Республики Казахстан издало Указ № 294, объявив открытый тендер на строительство угольной электростанции общей установленной мощностью 2640 МВт в селе Солнечный города Экибастуз, Казахстан. Цель — обеспечить поставку чистой и низкоуглеродной энергии для содействия развитию, повышения благосостояния населения, победы в борьбе за чистое небо и продвижения реализации целей «двойного углерода». Постепенно достичь целей «обеспечения энергоснабжения» и «сокращения выбросов

углерода».Предполагаемая площадка данного проекта расположена в селе Солнечный, город Экибастуз, в северной зоне Единой энергосистемы Республики Казахстан.

Город Экибастуз расположен в Павлодарской области на северо-востоке Казахстана. Он входит в число важнейших энергетических центров (особенно баз угледобычи) Казахстана и даже всего региона Центральной Азии и был основан и развит практически целиком благодаря угольным ресурсам. Вблизи города находится Экибастузское угольное месторождение — один из крупнейших в мире угольных разрезов. Обладая огромными запасами, доказанные запасы которого превышают 12 млрд тонн, месторождение отличается мощными угольными пластами и небольшой глубиной залегания, что делает его весьма пригодным для крупномасштабной открытой добычи.

Благодаря богатым угольным ресурсам Экибастуз служит крупной базой энергопроизводства Казахстана, где расположено несколько крупных угольных электростанций, включая ГРЭС-1 и ГРЭС-2. Общая установленная мощность ГРЭС-1 составляет 4000 МВт, а ГРЭС-2 в настоящее время имеет установленную мощность 1000 МВт с запланированным расширением второй очереди ещё на 1000 МВт. Эти электростанции снабжают огромными объёмами электроэнергии северный и центральный Казахстан и даже передают электроэнергию в Россию по электросетям.

На угольную генерацию приходится от 74,5 % до 80 % общего объёма выработки электроэнергии в Казахстане. Из 155 электростанций страны 69 % составляют угольные энергоблоки, которые являются абсолютной основой её энергосистемы. Тем не менее большинство угольных электростанций Казахстана эксплуатируются более 30 лет, что характеризуется высоким удельным энергопотреблением и частыми эксплуатационными отказами.

В соответствии с Концепцией Казахстана по переходу к зелёной экономике и Стратегией развития энергетики до 2035 года Министерство энергетики Республики Казахстан 28 июля 2025 года издало Указ № 294, объявив открытый тендер на строительство угольной электростанции общей установленной мощностью 2640 МВт в селе Солнечный города Экибастуз, Казахстан.

Данный проект направлен на обеспечение энергоснабжения и стимулирование социально-экономического развития за счёт чистой и низкоуглеродной энергетики, повышение

благополучия населения, победу в борьбе с загрязнением воздуха, ускорение реализации целей «двойного углерода» и постепенное достижение баланса между стабильным энергоснабжением и сокращением выбросов углерода.

1.2 Сведения об инвесторе

Непосредственным инвестором данного проекта является компания CCL&Integra Energy Ltd., учреждённая в октябре 2025 года путём совместного внесения капитала компаниями GCL-POLY (TAICANG HARBOUR) LIMITED и Gas Technology Ltd.

Один из инвесторов, компания GCL-POLY (TAICANG HARBOUR) LIMITED, является аффилированной структурой GCL Group Holding Co., Ltd. (далее — Группа GCL). Руководствуясь целями достижения пика выбросов углерода и углеродной нейтральности, Группа GCL представляет собой предприятие в сфере зелёных и низкоуглеродных технологий, занятое преимущественно в секторах новой, чистой и возобновляемой энергетики, включая ветроэнергетику, солнечную энергетику, накопление энергии, водородную энергетику, производство аммиака и метанола. Основанная в 1990 году, Группа на протяжении последних 36 лет придерживается технологически ориентированного развития и цифровой трансформации. Она осуществляет инновации в энергетических технологиях с упором на ключевые материалы, такие как кремниевые, литиевые, перовскитные материалы и материалы для интегральных схем, способствует модернизации производственного и прикладного секторов за счёт материаловедческих инноваций и продвигает глобальный энергетический переход.

На фоне ускоренного формирования энергосистемы нового типа Группа GCL объединяет производство электроэнергии, накопление энергии и вычислительные мощности для стимулирования цифровой и интеллектуальной модернизации энергетической отрасли. Она реализует межотраслевую синергию, охватывающую координацию «источник — сеть — нагрузка — накопитель», а также зарядку, замену аккумуляторов, продажу электроэнергии, вычислительные услуги, инспекцию и облачные сервисы. Группа предоставляет решения для сценариев с нулевыми выбросами углерода и комплексные услуги в области энергетических технологий по всему миру и способствует созданию совершенной современной энергетической системы.

На сегодняшний день совокупные активы Группы GCL превышают 2000 млрд юаней, годовой

операционный доход близок к 2000 млрд юаней, а стоимость бренда превышает 2100 млрд юаней. В неё входит ряд предприятий, акции которых котируются на биржах категорий А и Н, включая GCL Technology (03800.HK), GCL System Integration (002506.SZ), GCL New Energy (00451.HK) и GCL Energy Technology (002015.SZ), при численности персонала более 40 000 человек. Группа создала экспертный аналитический центр, состоящий из сотен внешних специалистов, который возглавляют более десяти академиков Китайской академии наук и Китайской инженерной академии, более 20 специализированных групп технологических инноваций, а также профессиональную команду из более чем 3000 отечественных и зарубежных экспертов в области энергетики во главе с ведущими учёными-энергетиками.

Группа GCL инвестирует от 3 % до 5 % годового оборота в научные исследования и разработки и получила почти 4000 патентов и прав интеллектуальной собственности. Она руководила и участвовала в разработке более 400 международных, национальных и отраслевых технических стандартов, создала 95 научно-исследовательских платформ национального, провинциального и министерского уровней и ежегодно реализует более 70 ключевых научно-исследовательских проектов. Все её основные дочерние компании признаны высокотехнологичными предприятиями. В 2025 году Группа заняла 7-е место в глобальном рейтинге 500 крупнейших предприятий новой энергетики, 51-е место среди 500 крупнейших частных предприятий Китая и 50-е место в списке 500 наиболее ценных брендов Китая. Группа GCL является организацией-председателем Глобального совета по зелёной энергетике, сопредседателем Глобального совета по солнечной энергетике, председателем Азиатской ассоциации фотоэлектрической промышленности, заместителем председателя Китайского совета по электроэнергии и старшим консультативным членом Платформы действий «Один пояс, один путь» в рамках Глобального договора ООН.

Являясь ведущим в мире поставщиком комплексных энергетических услуг, компания специализируется на НИОКР и производстве фотоэлектрических материалов, строительстве фотоэлектрических электростанций и интеллектуальных энергетических услугах, предоставляя всесторонние комплексные интеллектуальные, цифровые и стандартизированные эксплуатационные услуги. Она также является крупнейшим частным производителем электроэнергии в Китае, управляя суммарной установленной мощностью свыше 30 ГВт, включая 10 ГВт угольных тепловых электростанций (в том числе зарубежных

проектов), 15 ГВт фотоэлектрических электростанций, 6 ГВт газовых электростанций, 1,2 ГВт ветроэнергетических проектов, подключённых к сети, и 3 ГВт проектов накопления энергии. Площадь её зоны теплоснабжения превышает 2000 кв. км, а заводы по переработке отходов в энергию способны перерабатывать 12 950 тонн отходов в сутки. Группа GCL обладает богатым успешным опытом инвестирования в проекты тепловых электростанций мощностью от 660 МВт до 1000 МВт, охватывающим основные технологические направления, такие как докритические, сверхкритические и ультрасверхкритические технологии. Внутри страны она инвестировала в эталонные проекты, включая угольную электростанцию Синьцзян Госинь (2×660 МВт), электростанцию Биньхай (2×1000 МВт) и электростанцию порта Тайцан. На международном уровне она участвовала в зарубежных проектах энергетического сотрудничества, таких как проект электростанции 2×125 МВт в Индонезии. Опираясь на научную прединвестиционную оценку и профессиональное постинвестиционное управление, Группа способна эффективно контролировать риски проектов и обеспечивать стабильную доходность инвестиций. Хорошо разбираясь в энергетических рынках стран вдоль маршрута инициативы «Один пояс, один путь», Группа GCL создала устойчивые местные сети сотрудничества в Индонезии, Центральной Азии и других регионах для эффективного продвижения согласования, финансирования и хода строительства проектов. Вместе с тем её профессиональная команда по трансграничному комплаенсу гарантирует, что все проекты полностью соответствуют международным стандартам и местным законам и нормативным актам.

Другой инвестор, компания Gas Technology Ltd., является аффилированной структурой Integra Construction KZ (далее — Integra). Основанная в 1998 году, Integra входит в число крупнейших строительных групп Казахстана, специализирующихся на реконструкции железнодорожной и автодорожной сети, а также на комплексном развитии транспортно-логистической инфраструктуры. Сфера её деятельности охватывает жилищное, гражданское, промышленное и гидротехническое строительство, включая возведение инженерных трубопроводных сетей и вспомогательных сооружений, и охватывает около 70 % проектов реконструкции железных дорог по всей стране. В настоящее время по суммарной площади завершённого строительства компания занимает девятое место в мире. В последние годы Integra активно расширяет свой энергетический бизнес, инвестировав в многочисленные энергетические проекты в Казахстане,

включая парогазовую электростанцию (ПГУ) мощностью 1000 МВт в Туркестанской области и проект электростанции ГРЭС3, накопив солидный практический опыт в энергетическом секторе.

1.3 Сведения о проекте

1.3.1 Основа для подготовки

1.3.1.1 Договор на услуги проектирования и технического консультирования по проекту электростанции «Экибастуз» мощностью 2,64 ГВт

1.3.1.2 Свод правил по составу и глубине отчёта о технико-экономическом обосновании тепловых электростанций (DL/T 5375-2018)

1.3.1.3 Административные положения о международных проектах технического консультирования в энергетическом строительстве (ES-A-06-CS-2101, версия 2022-2)

1.3.1.4 Лист рассмотрения технико-экономического обоснования и принципов проектирования проекта электростанции GCL GRES3 мощностью 4×660 МВт

1.3.1.5 Действующие технические нормы проектирования тепловых электростанций и соответствующие профильные технические спецификации

1.3.1.6 Соответствующие национальные и отраслевые законы, нормативные акты и инженерные нормы

1.3.1.7 Отчёт о предварительном технико-экономическом обосновании ГРЭС-3 (версия, предоставленная казахстанской стороной) и соответствующие экспертные заключения

1.3.1.8 Все виды данных и документов, предоставленные заказчиком

1.3.1.9 Отчёт о полевых изысканиях для технико-экономического обоснования проекта GRES3

1.3.2 Планируемая мощность и текущий масштаб строительства

Данный проект предусматривает строительство новой электростанции с планируемой установленной мощностью 4×660 МВт. В одну очередь будут построены четыре высокоэффективных ультрасверхкритических угольных энергоблока мощностью 660 МВт каждый с прямоточной системой охлаждения озёрной водой.

График строительства проекта: строительство первого энергоблока планируется начать в апреле 2027 года. Четыре энергоблока планируется ввести в коммерческую эксплуатацию соответственно в сентябре 2029 года, феврале 2030 года, июле 2030 года и декабре 2030 года,

при общем сроке строительства проекта 4 года.

Годовое число часов использования: годовое число часов использования установленной мощности электростанции принято равным 6666 часам.

1.3.3 Обзор проекта

Проект предлагается разместить в селе Солнечный, город Экибастуз, Павлодарская область, в северной части Единой энергосистемы Республики Казахстан. Площадка проекта занимает зарезервированный участок, первоначально предназначавшийся для расширения ГРЭС-2 на 16×500 МВт угольных энергоблоков. По различным причинам для ГРЭС-2 были построены только 2×500 МВт угольных энергоблока. Площадка станции является обособленной и не имеет условий для дальнейшего расширения.

ГРЭС-3 оснащается 4×660 МВт ультрасверхкритическими угольными энергоблоками. Применяется прямоточное охлаждение водой, забираемой из водохранилища, примыкающего к западной стороне станции, и устанавливаются чисто конденсационные турбогенераторы. Установки десульфуризации, денитрификации и пылеудаления дымовых газов сооружаются одновременно в одной очереди.

1.4 Основные принципы проектирования

1.4.1 Общие положения

(1) При условии соблюдения природоохранных требований правительства Казахстана и обеспечения безопасной и надёжной эксплуатации данный проект направлен на эффективное снижение удельного расхода электроэнергии на собственные нужды, показателей водопотребления и различных видов энергопотребления, а также на рациональный контроль стоимости строительства проекта. Его технико-экономические показатели достигнут передового уровня аналогичных энергоблоков в Китае и займут лидирующие позиции среди отечественных энергоблоков Казахстана.

(2) Активно применять технические решения, основанные на новых технологиях, новом оборудовании, новых конструкциях и новых материалах. Усиливать исследования эксплуатационной надёжности энергоблоков для повышения надёжности и долговечности оборудования. Оптимизировать компоновку технологического процесса, а также выбор и конфигурацию оборудования, чтобы сократить общий объём инвестиций в проект.

(3) Строго реализовывать природоохранную политику Казахстана, при этом все показатели

выбросов должны соответствовать местным стандартам выбросов для тепловых электростанций и умеренно их превосходить. Проект занимает лидирующие позиции по нормативной очистке дымовых газов, повторному использованию сточных вод, обращению с твёрдыми отходами (золой-уносом, шлаком, гипсом и т. д.) и контролю шума.

(4) В полной мере выполнять требования энергосбережения для сокращения всех видов энергопотребления. Придерживаться принципа экономии земель и компоновать оборудование компактно и рационально в соответствии с действующими нормами. Следовать принципу водосбережения и принимать эффективные меры по экономии и сокращению водопотребления.

(5) На основе упрощения повседневной эксплуатации, осмотра и технического обслуживания оптимизировать общую компоновку для обеспечения компактного размещения оборудования, коротких технологических трубопроводов, малого строительного объёма, сокращения сроков строительства и снижения стоимости проекта.

(6) В полной мере использовать существующие сооружения и эксплуатационные мощности соседней ГРЭС-2, а также максимально задействовать имеющиеся транспортные условия, внутренние и внешние площадки станции и вспомогательные производственные сооружения.

1.4.2 Основные принципы проектирования

(1) Схема размещения станции. Проект расположен примерно в 111 км к западу от города Павлодар и в 34 км к югу от города Экибастуз. Площадка представляет собой зарезервированный участок под расширение, первоначально предназначавшийся для 16×500 МВт угольных энергоблоков ГРЭС-2. По различным причинам для ГРЭС-2 были завершены только 2×500 МВт угольных энергоблока. Эта обособленная площадка не оставляет места для дальнейшего расширения.

(2) Схема строительства. Будут установлены четыре высокоэффективных ультрасверхкритических угольных энергоблока мощностью 660 МВт каждый с однократным промежуточным перегревом пара и прямоточной системой охлаждения. Параметры пара на входе в турбину: 28 МПа/600°C/600°C. Установки десульфуризации, денитрификации и пылеудаления будут сооружены одновременно. Для определения режимов работы энергоблоков приняты стандарты GB, а в качестве номинального режима применяется режим TRL.

- (3) Источник угля и транспортировка. Расчётное годовое потребление угля четырьмя энергоблоками 660 МВт составляет около 9,2487 млн тонн. Уголь поставляется с Экибастузского угольного месторождения, расположенного в Экибастузе, Павлодарская область, Казахстан. Это один из крупнейших и старейших угледобывающих районов страны, обладающий стратегически значимыми запасами, производственными мощностями и полным комплексом промышленной вспомогательной инфраструктуры в Центральной Азии. Уголь доставляется на станцию напрямую ленточными конвейерами без сооружений разгрузки угля на площадке. Применяется один протяжённый криволинейный ленточный конвейер с дальностью транспортировки около 32 км. Граница технологического проектирования между электростанцией и угольным разрезом определена в узле распределения угля у подошвы северного угольного карьера, а точное местоположение будет уточнено на последующем этапе.
- (4) Источник водоснабжения. Подпиточная вода для котлов, систем десульфуризации, прочая техническая вода и предварительно принятая хозяйственно-бытовая вода отводятся из канала Иртыш — Караганда. Циркуляционная охлаждающая вода для основного и вспомогательного оборудования забирается из Туздысольского водохранилища в режиме прямоточного охлаждения.
- (5) Главная схема электрических соединений. Четыре угольных энергоблока 660 МВт подключаются к электросети 500 кВ по блочной схеме «генератор — главный трансформатор» с полуторной схемой коммутации (3/2), всего на данном этапе три отходящие линии. Две линии подключаются к подстанции примерно в 25 км к юго-западу от ГРЭС-3; для обеспечения выдачи мощности одна дополнительная линия ведёт к подстанции Нура на расстоянии 320 км. Высоковольтное питание собственных нужд отбирается от выводов генераторов.
- (6) Пусковое/резервное электроснабжение. Высоковольтное пусковое и резервное электроснабжение будет подаваться от распределительного устройства узловой подстанции 220 кВ (местоположение подстанции определяется в соответствии с требованиями сетевой компании Казахстана) на секции собственных нужд 10 кВ внутри станции.
- (7) Источник пускового пара. Расположенный рядом с ГРЭС-2 (2×500 МВт) данный проект получает пусковой пар от ГРЭС-2 по выделенным паропроводам.
- (8) Золоотвал. В соответствии с тендерной документацией и местными природоохранными

разрешениями Казахстана золоотвал расположен в естественной котловине солёного озера Карасор примерно в 7 км к востоку от ГРЭС-3. Изначально рассчитанный на размещение золы и шлака четырёх электростанций общей установленной мощностью 16 ГВт в Экибастузском районе, его ёмкость полностью покрывает потребности данного проекта.

(9) Теплоснабжение. Данный проект не предусматривает внешнего теплоснабжения.

(10) Система десульфуризации. Применяется мокрый известняково-гипсовый процесс десульфуризации дымовых газов с резервированием обводных газоходов. Газо-газовый подогреватель (GGH) не предусматривается, а для приготовления известнякового шлама используются сырые известняковые блоки. Заказчик должен дополнительно подтвердить источники поставки известняка на следующем этапе.

(11) Система денитрификации. Применяется технология селективного каталитического восстановления (SCR).

(12) Режим растопки. Для котлов применяется микромасляная растопка с резервированием растопки форсунками на дизеле. Используется лёгкое жидкое топливо; будут построены новый дизельный склад и насосная станция.

(13) Выбросы загрязняющих веществ с дымовыми газами. Внедряются стандарты сверхнизких выбросов. Концентрации выбросов золовой пыли, оксидов серы (SO_x) и оксидов азота (NO_x) не должны превышать соответственно 10 мг/м³, 35 мг/м³ и 50 мг/м³.

(14) Система канализации. Применяется раздельная система канализации, включающая независимые трубопроводы для хозяйственно-бытовых сточных вод, промышленных сточных вод, аварийных нефтесодержащих стоков и дождевых вод. Промышленные сточные воды, нефтесодержащие сточные воды и хозяйственно-бытовые сточные воды очищаются отдельно с последующим повторным использованием.

(15) Строительство интеллектуальной электростанции. Для контроля и управления энергоблоками и вспомогательными цехами/системами применяется распределённая система управления (DCS) с проводными связями, дополненная другими вспомогательными системами управления и оборудованием. Все энергоблоки оснащаются системой автоматического управления пуском и остановом.

(16) Система идентификации. Система идентификации электростанции реализуется в соответствии со Сводом правил кодирования системы идентификации электростанций (GB/T

50549-2020).

(17) Годовое число часов использования. Расчётное годовое число часов использования установленной мощности принято равным 6666 часам.

1.4.3 Основные особенности проекта

(1) Высокоэффективное использование угля

Применяются проверенные ультрасверхкритические энергоблоки с однократным промежуточным перегревом. За счёт повышения начальных параметров пара температура острого пара и температура пара промперегрева приняты равными 600°C. Одновременно применяется высокоэффективная девятиступенчатая система регенеративного подогрева с широким диапазоном нагрузок для повышения тепловой экономичности.

На стадии технико-экономического обоснования расчётный удельный расход условного топлива в чисто конденсационном режиме составляет 275,21 г/кВт·ч, что соответствует требованию тендерной документации — не более 280 г/кВт·ч.

(2) Экологически чистое использование угля

При расчёте на проектном угле, после очистки на природоохранных сооружениях, концентрации выбросов золовой пыли, оксидов серы (SO_x) и оксидов азота (NO_x) удерживаются на уровне не более 10 мг/м³, 35 мг/м³ и 50 мг/м³ соответственно, что полностью соответствует установленным предельным значениям выбросов 35–70 мг/м³, 25–110 мг/м³ и 80–125 мг/м³. По уровню выбросов проект занимает лидирующие позиции в Казахстане.

(3) Строительство интеллектуальной электростанции с интеграцией информации, интеллектуальной генерацией и интеллектуальной эксплуатацией

Построить электростанцию мирового класса, отличающуюся безопасностью, экологичностью, низкими выбросами углерода, интеллектуальным управлением и совершенным менеджментом; реализовать инновационно ориентированный проект, лидирующий по показателям угольной генерации, ключевым технологиям и качеству строительства; и создать интеллектуальную электростанцию с интегрированной информацией, интеллектуальным управлением и интеллектуальной эксплуатацией.

Проект будет введён в эксплуатацию по высоким стандартам с целью стать эталонным энергетическим проектом в Казахстане и достичь цели «шести высших стандартов»: первоклассное проектирование, премиальное оборудование, высокостандартное

строительство, совершенный менеджмент, передовая интеллектуализация и оптимизированные инвестиции.

Ориентируясь на полный жизненный цикл электростанции, применяются передовые технологии интеллектуального зондирования, информатизации и связи в сочетании с интегрированными технологиями интеллектуального обнаружения, управления и менеджмента. Электростанция наделена функциями восприятия, координации, анализа, оптимизации, самообучения и принятия решений, что обеспечивает быструю адаптацию к изменениям условий эксплуатации и идеальное взаимодействие с интеллектуальными электросетями и спросом на энергию. Это обеспечивает безопасную, надёжную, передовую, гибкую, эффективную и экологичную работу станции.

(4) Строительство гибкой электростанции глубокого регулирования нагрузки для поддержки крупномасштабной выдачи мощности от новых источников энергии

Потребности в регулировании пиковых нагрузок полностью учтены при выборе оборудования и разработке схемы. Как паровые турбины, так и котлы способны работать в режиме регулирования нагрузки при 20 % нагрузки BRL.

(5) Строительство электростанции с нулевым сбросом жидких стоков

Применяется отдельная система водоотведения, состоящая из четырёх независимых трубопроводных систем для хозяйственно-бытовых сточных вод, чистых промышленных сточных вод, высокоминерализованных промышленных сточных вод и дождевых вод соответственно.

Хозяйственно-бытовые сточные воды, чистые промышленные сточные воды и нефтесодержащие сточные воды по выделенным трубопроводам направляются на очистные сооружения для отдельной очистки и полного повторного использования. Высокоминерализованные промышленные сточные воды напрямую подаются в систему десульфуризации дымовых газов.

Дождевая вода собирается водоотводными канавами, самотёком поступает в насосные станции дождевых вод и в конечном итоге после перекачки сбрасывается в Туздыское водохранилище по трубопроводам циркуляционной воды.

Независимые системы очистки предусмотрены для хозяйственно-бытовых сточных вод, общепромышленных сточных вод, сточных вод углемойки и сточных вод десульфуризации.

- Хозяйственно-бытовые сточные воды очищаются методом биологического контактного окисления, а очищенная вода направляется в баки чистой воды для повторного использования в системах десульфуризации.
- Промышленные сточные воды подразделяются на малосолёные, такие как воды от мытья полов, и высокоминерализованные сточные воды, образующиеся в системах водоподготовки котлов; последние напрямую повторно используются для десульфуризации.

Все малосолёные промышленные сточные воды проходят централизованную очистку и рециркуляцию. Осадок, образующийся при очистке сточных вод, обезвоживается и вывозится для захоронения на полигоне.

Сточные воды топливоподдачи собираются, усредняются, перекачиваются и очищаются методами осветления и фильтрации. Очищенная чистая вода повторно используется для орошения угольного склада и промывки систем, а отделённый угольный шлам после обезвоживания возвращается на угольные склады.

Суммарный сброс сточных вод систем десульфуризации четырёх котлов составляет примерно 80 тонн в час; все они направляются на золоотвал для централизованной утилизации, что полностью отвечает местным природоохранным требованиям.

(6) Строительство водосберегающей электростанции с передовыми показателями водопотребления

Рациональному и эффективному использованию водных ресурсов придаётся высокий приоритет. Водосберегающие меры позволяют сократить общий водозабор и сброс сточных вод и смягчить воздействие на окружающую среду.

В соответствии с требованиями к объёму и качеству воды каждого технологического процесса и фактическими условиями водоисточника создана научно обоснованная система водного баланса, основанная на принципах разделения чистой и загрязнённой воды и многоцелевого водопользования. Все виды сточных вод очищаются и рециркулируются для минимизации общего водопотребления. Оптимизация водосбережения реализована в тепловых системах, технологических системах и в повседневном управлении водопользованием.

1.5 Объём и глубина работ

В соответствии со Сводом правил по составу и глубине отчёта о технико-экономическом

обосновании тепловых электростанций (DL/T 5375—2018) настоящий отчёт о технико-экономическом обосновании содержит исследование и анализ внешних условий строительства проекта, охватывая энергосистему, анализ тепловой нагрузки, топливоснабжение, выбор площадки станции, транспорт, источник водоснабжения, гидрометеорологию, сейсмические и геологические условия, геотехнику, охрану окружающей среды и прочие соответствующие аспекты. В нём изложена концепция проекта, всесторонне обоснована рациональность оценки инвестиций, финансового анализа, технической осуществимости схемы и экономической эффективности, а также сделаны итоговые выводы об осуществимости проекта. Основные работы и содержание настоящего отчёта о технико-экономическом обосновании приведены ниже:

(1) Проведение необходимых полевых обследований, изысканий и сбора данных, а также выполнение соответствующих разведочных работ и испытаний в соответствии с требованиями к составу и глубине стадии технико-экономического обоснования.

(2) Разработка общего плана электростанции и схемы генерального плана для строительства четырёх энергоблоков 660 МВт на отведённой обособленной площадке станции.

(3) Сбор соответствующих данных о внешних условиях строительства, включая затраты на охрану окружающей среды, сохранение почв и вод и землепользование, схему присоединения к электросети, топливоснабжение, условия водоисточника, транспорт, региональную устойчивость и геотехнику, а также выполнение необходимого обоснования схемы.

(4) Разработка концептуальных инженерных решений по общей планировке площадки, генеральному плану станции и различным технологическим системам для обеспечения оценки инвестиций и финансовой оценки; обоснование и определение технических характеристик основного оборудования в объёме, отвечающем требованиям закупок.

(5) Выполнение оценки инвестиций в соответствии с тендерными нормативами контроля инвестиций и проведение анализа стоимости строительства.

(6) NWEPTDI выступает в качестве генерального проектного института на стадии технико-экономического обоснования, отвечая за проверку рациональности и полноты решений по строительству проекта, а также за координацию всех участвующих проектных организаций.

1.6 Порядок проведения работ и организация

1.6.1 Краткий ход работ

В июне 2025 года NWEPI получил официальное письмо-поручение от Группы GCL на выполнение предпроектных работ по комплексному проекту угольной электростанции ГРЭСЗ (4×660 МВт) в Казахстане.

- 28 июня 2025 года мы провели обследование площадки станции и выдали перечень данных для сбора.
- 16 июля 2025 года мы получили часть разъяснительных ответов от казахстанской стороны и согласовали принципы предварительного проектного решения с GCL Energy.
- 9 августа 2025 года был завершён первый проект отчёта о предварительном технико-экономическом обосновании.
- 30 апреля 2026 года были завершены полевые изыскания для технико-экономического обоснования и выпущен соответствующий отчёт об изысканиях.
- 14 мая 2026 года мы совместно с заказчиком разработали принципы проектирования для технико-экономического обоснования.
- 20 мая 2026 года был составлен и утверждён первый проект отчёта о технико-экономическом обосновании.

1.6.2 Организация работ

Список персонала NWEPI

<i>NO.</i>	<i>ФИО</i>	<i>Должность / учёное звание</i>
<i>1</i>	<i>LI CHAO</i>	<i>Заместитель генерального директора / старший инженер уровня профессора</i>
<i>2</i>	<i>SONG JX</i>	<i>Заместитель главного инженера / старший инженер уровня профессора</i>
<i>3</i>	<i>ZHOU RQ</i>	<i>Главный инженер проекта / старший инженер</i>
<i>4</i>	<i>LIU QIANG</i>	<i>Инженер-механик/ старший инженер</i>
<i>5</i>	<i>MAO XJ</i>	<i>Инженер-механик/ старший инженер</i>
<i>6</i>	<i>WANG TY</i>	<i>Инженер-механик/ старший инженер</i>
<i>7</i>	<i>MA LIANG</i>	<i>Инженер-механик/ старший инженер</i>
<i>8</i>	<i>ZHOU YX</i>	<i>Инженер-механик/ старший инженер</i>
<i>9</i>	<i>ZHAO GD</i>	<i>Инженер-механик/ старший инженер</i>
<i>10</i>	<i>ZHANG GX</i>	<i>Инженер-электрик/ старший инженер</i>
<i>11</i>	<i>JIANG HL</i>	<i>Инженер КИПиА/ старший инженер</i>
<i>12</i>	<i>LI JC</i>	<i>Инженер-строитель/ старший инженер</i>
<i>13</i>	<i>ZHAO TJ</i>	<i>Инженер-строитель/ старший инженер</i>
<i>14</i>	<i>LI HB</i>	<i>Инженер-строитель/ старший инженер</i>
<i>15</i>	<i>TIAN KJ</i>	<i>Инженер-строитель/ старший инженер</i>
<i>16</i>	<i>HUANG H</i>	<i>Финансовый инженер/ старший инженер</i>
<i>18</i>	<i>LIU YH</i>	<i>Инженер-эколог/ старший инженер</i>
<i>19</i>	<i>TU ZQ</i>	<i>Инженер-гидролог/ старший инженер</i>

21	SHI PAN	Инженер-геотехник / старший инженер
----	---------	-------------------------------------

1.7 Основные выводы и предложения

1.7.1 Основные выводы

В данном проекте применяются ультрасверхкритические энергоблоки большой мощности с высокими параметрами и высокой эффективностью, что соответствует национальной энергетической промышленной политике Казахстана. Проект способствует восполнению дефицита электроснабжения в Казахстане и обеспечению безопасной и устойчивой работы энергосистемы, согласуется со стратегией зарубежного развития Группы GCL и отвечает требованиям Группы к норме доходности зарубежных инвестиций.

На основе анализа и обоснования условий строительства, включая энергосистему, топливоснабжение, площадку станции, транспорт, источник водоснабжения, гидрометеорологию, региональную устойчивость, инженерную геологию и охрану окружающей среды, все внешние условия строительства проекта в основном подтверждены. Согласно оценке инвестиций и финансовой оценке, проект характеризуется обоснованным масштабом инвестиций и благоприятной экономической эффективностью. В заключение, проект обладает хорошо проработанными условиями строительства, осуществимыми техническими решениями и высокими экономическими показателями.

1.7.2 Предложения

Застройщик поручил местным организациям выполнить изыскания и сбор данных о метеорологических условиях, инженерной геологии и качестве угля на площадке станции, при этом соответствующие данные пока имеются не в полном объёме. Рекомендуются организовать специалистов для проверки содержания отчёта после полного получения всех данных.

2 ЭНЕРГОСИСТЕМА

2.1 Общие сведения об энергосистеме

Согласно данным об энергосистеме, предоставленным Министерством энергетики Казахстана: энергетический сектор Казахстана рассматривает Экибастуз как крупнейший энергетический центр ЕЭС Казахстана, а также как топливно-энергетический комплекс. Вновь вводимая установленная мощность будет подключена к Акмолинской, Абайской и Карагандинской областям через сеть 500–220 кВ. Одновременно межгосударственная передача вырабатываемой электроэнергии будет осуществляться по сети 500 кВ.

2.2 Прогноз нагрузки и баланс мощности и электроэнергии

2.2.1 Прогноз электрической нагрузки

С учётом того, что выработка электроэнергии Экибастузской ГРЭС-3 покрывает не только дефицит электроэнергии в Павлодарской области, но и дефицит в северном регионе и других регионах ЕЭС Республики Казахстан, прогноз спроса на электроэнергию продлён до 2035 года. Приведены отчётные и прогнозные показатели потребления электроэнергии, уровней нагрузки и развития традиционной генерации в северном регионе, в частности в Павлодарской области..

Табл. 2.2-1 Динамика потребления электроэнергии и прогнозные уровни максимальной нагрузки в Северном регионе

Показатель	2023	2029	2030	2031	2032	2035
	Отчёт	Прогноз				
Потребление электроэнергии (ед.: млрд кВт·ч)	735	919	961	968	977	1001
Максимальная электрическая нагрузка (ед.: МВт)	10131	13935	14627	14815	15006	15592

Табл. 2.2-2 Динамический прогноз потребления электроэнергии и максимальной нагрузки в Павлодарской области

Показатель	2023	2029	2030	2031	2032	2035
	Отчёт	Прогноз				
Потребление электроэнергии (ед.: млрд кВт·ч)	196	233	240	241	244	248
Максимальная электрическая нагрузка (ед.: МВт)	2555	3415	3554	3598	3643	3781

2.2.2 Анализ баланса мощности Северного региона

Табл. 2.2-3 Прогноз максимальной электрической нагрузки в Северном регионе (ед.: МВт)

№	Регион	2023	2029	2030	2031	2032	2035
		Отчёт	Прогноз				
1	Акмолинская	1786	2478	2609	2643	2677	2783
2	Актюбинская	744	1329	1428	1447	1466	1524
3	Абайская область	448	626	656	665	674	700
4	Восточно-	1088	1564	1669	1690	1712	1780

	<i>Казахстанская</i>						
	<i>я</i>						
5	<i>Улытауская область</i>	<i>561</i>	<i>680</i>	<i>705</i>	<i>714</i>	<i>723</i>	<i>752</i>
6	<i>Карагандинская</i>	<i>1967</i>	<i>2741</i>	<i>2871</i>	<i>2908</i>	<i>2946</i>	<i>3062</i>
7	<i>Костанайская</i>	<i>694</i>	<i>672</i>	<i>683</i>	<i>692</i>	<i>701</i>	<i>728</i>
8	<i>Павлодарская</i>	<i>2555</i>	<i>3415</i>	<i>3554</i>	<i>3598</i>	<i>3643</i>	<i>3781</i>
9	<i>Северо-Казахстанская</i>	<i>288</i>	<i>429</i>	<i>452</i>	<i>458</i>	<i>464</i>	<i>482</i>
	<i>я</i>						
<i>Итого</i>		<i>10131</i>	<i>13935</i>	<i>14627</i>	<i>14815</i>	<i>15006</i>	<i>15592</i>

Табл. 2.2-4 Прогноз установленной мощности в Северном регионе (ед.: МВт)

№	Регион	2023	2029	2030	2031	2032	2035
		Отчёт	Прогноз				
1	<i>Акмолинская</i>		<i>1344</i>	<i>1544</i>	<i>1544</i>	<i>1544</i>	<i>1544</i>
2	<i>Актюбинская</i>		<i>1250</i>	<i>1450</i>	<i>1650</i>	<i>1650</i>	<i>1650</i>
3	<i>Абайская область</i>		<i>1560</i>	<i>2360</i>	<i>2360</i>	<i>2360</i>	<i>2360</i>
4	<i>Восточно-Казахстанская</i>		<i>216</i>	<i>456</i>	<i>456</i>	<i>456</i>	<i>456</i>
5	<i>Улытауская область</i>		<i>945</i>	<i>1045</i>	<i>1045</i>	<i>1045</i>	<i>1045</i>
6	<i>Карагандинская</i>		<i>1084</i>	<i>1184</i>	<i>1184</i>	<i>1184</i>	<i>1184</i>
7	<i>Костанайская</i>		<i>850</i>	<i>1050</i>	<i>1150</i>	<i>1150</i>	<i>1150</i>
8	<i>Павлодарская</i>		<i>4065</i>	<i>5025</i>	<i>5685</i>	<i>6345</i>	<i>6345</i>
9	<i>Северо-Казахстанская</i>		<i>213</i>	<i>213</i>	<i>213</i>	<i>213</i>	<i>213</i>
	<i>я</i>						
<i>Итого</i>			<i>11527</i>	<i>14327</i>	<i>15287</i>	<i>15947</i>	<i>15947</i>

Табл. 2.2-5 Располагаемая мощность в Северном регионе (ед.: МВт)

№	Регион	2023	2029	2030	2031	2032	2035
		Отчёт	Прогноз				
1	<i>Акмолинская</i>	<i>1258</i>	<i>2607</i>	<i>2807</i>	<i>2807</i>	<i>2807</i>	<i>2807</i>
2	<i>Актюбинская</i>	<i>796</i>	<i>2000</i>	<i>2200</i>	<i>2400</i>	<i>2400</i>	<i>2400</i>

3	Абайская область	369	1934	3296	3296	3296	3296
4	Восточно-Казахстанская	1329	1650	1890	1890	1890	1890
5	Улытауская область	328	1374	1474	1474	1474	1474
6	Карагандинская	1998	3265	3365	3365	3365	3365
7	Костанайская	263	1132	1332	1432	1432	1432
8	Павлодарская	7561	11298	12258	12918	13578	13578
9	Северо-Казахстанская	396	756	756	756	756	756
Итого		14546	26005	29367	30327	30987	30987

Обобщая приведённые выше данные по подпунктам, баланс мощности в северном регионе до 2035 года представлен в следующей таблице:

Табл. 2.2-6 Баланс мощности в Северном регионе (ед.: МВт, зимний максимум)

№	Показатель	2023	2029	2030	2031	2032	2035
		Отчёт	Прогноз				
1	Максимальная нагрузка (всего)	10131	13935	14627	14815	15006	15592
2	Установленные + расширяемые + новые энергоблоки	16369	27876	30016	30976	32296	32296
3	Располагаемая мощность	14546	26005	29367	30327	30987	30987
4	Возобновляемые источники энергии	/	5998	6878	7118	7118	7118
5	Резерв	/	1813	1921	2963	3001	3118
6	Сбалансированная используемая мощность	11071	18194	20548	20246	20868	20751
7	Дефицит мощности (+), профицит (-)	-940	-4259	-5921	-5431	-5862	-5158
Планируемые к строительству энер	ГРЭС-3		660	1320	1980	2640	2640
	Кокшетауская электростанция		240	240	240	240	240

гобл оки, учт ённ ые в ста тис тик е							
--	--	--	--	--	--	--	--

Например, для 2029 года соотношение между различными показателями рассчитывается так: профицит мощности 4259 = сбалансированная используемая мощность 18194 – максимальная нагрузка 13935. Согласно приведённой выше таблице баланса мощности, в северном регионе ожидается профицит 4259 МВт в 2029 году, 5921 МВт в 2030 году, 5431 МВт в 2031 году, 5862 МВт в 2032 году и 5158 МВт в 2035 году. (Примечание: для возобновляемых источников в балансе мощности учитываются 20 % располагаемой мощности ветровых электростанций, 30 % располагаемой мощности гидроэлектростанций и 0 % располагаемой мощности солнечных электростанций.)

2.2.3 Анализ баланса мощности Павлодарской области

Табл. 2.2-7 Анализ баланса мощности Павлодарской области (ед.: МВт; зимний максимум)

№	Показатель	2023	2029	2030	2031	2032	2035
		Отчёт	Прогноз				
1	Максимальная электрическая нагрузка (всего)	2555	3415	3554	3598	3643	3781
2	Установленные + расширяемые + новые энергоблоки	7774	11839	12799	13459	11419	11419
3	Располагаемая мощность	7561	11288	12248	12908	13568	13568
4	Возобновляемые источники энергии	/	1150	1390	1390	1390	1390
5	Накопление энергии	/	685	731	777	823	823
6	Сбалансированная используемая мощность	6771	9453	10127	10741	11354	11354
7	Дефицит мощности (+), профицит (-)	-4216	-6038	-6573	-7142	-7771	-7573
8	Дефицит мощности (+), профицит (-) при		-7188	-7963	-8532	-9161	-8963

	максимальном участии возобновляемой энергетики						
Планируемые к строительству энергоблоков, учтённые в статистике	ГРЭС-3		660 (46+614)	1320 (92+1228)	1980 (139+1841)	2640 (185+2455)	2640 (185+2455)

Согласно балансу мощности Павлодарской области, ожидается профицит до 6038 МВт в 2029 году, 6573 МВт в 2030 году, 7142 МВт в 2031 году, 7771 МВт в 2032 году и 7573 МВт в 2035 году.

С учётом максимальной выдачи возобновляемых источников профицит в Павлодарской области к 2035 году может достичь от 7190 МВт до 9160 МВт.

2.2.4 Анализ баланса электроэнергии Северного региона

Табл. 2.2-8 Потребление электроэнергии)

№	Показатель	2023	2029	2030	2031	2032	2035
		Отчёт	Прогноз				
1	Электрическая нагрузка	735	919	961	968	977	1001
2	Существующая генерация	844	867	867	867	867	867
3	Дефицит (+), профицит (-)	-109	52	94	102	111	135
4	Выработка новых энергоблоков		540	658	712	756	756
5	Дефицит (+), профицит (-)	-109	-488	-564	-611	-645	-621

При этом в пункте 4 «Выработка новых энергоблоков» выработка новых энергоблоков составляет: 4,4 млрд кВт·ч для одного энергоблока в 2029 году, 8,7 млрд кВт·ч для двух энергоблоков в 2030 году, 13,1 млрд кВт·ч для трёх энергоблоков в 2031 году и 17,5 млрд кВт·ч для четырёх энергоблоков в 2032 году. Среднее число часов использования энергоблоков составляет 6666 часов.

Согласно прогнозу баланса электроэнергии северного региона Казахстана, ожидается, что в северном регионе профицит электроэнергии составит 48,8 млрд кВт·ч в 2029 году, 56,4 млрд кВт·ч в 2030 году, 61,1 млрд кВт·ч в 2031 году, 64,5 млрд кВт·ч в 2032 году и 62,1 млрд кВт·ч в 2035 году.

2.2.5 Анализ баланса электроэнергии Павлодарской области

Табл. 2.2-9 Анализ баланса электроэнергии Павлодарской области (ед.: 100 млн кВт·ч,

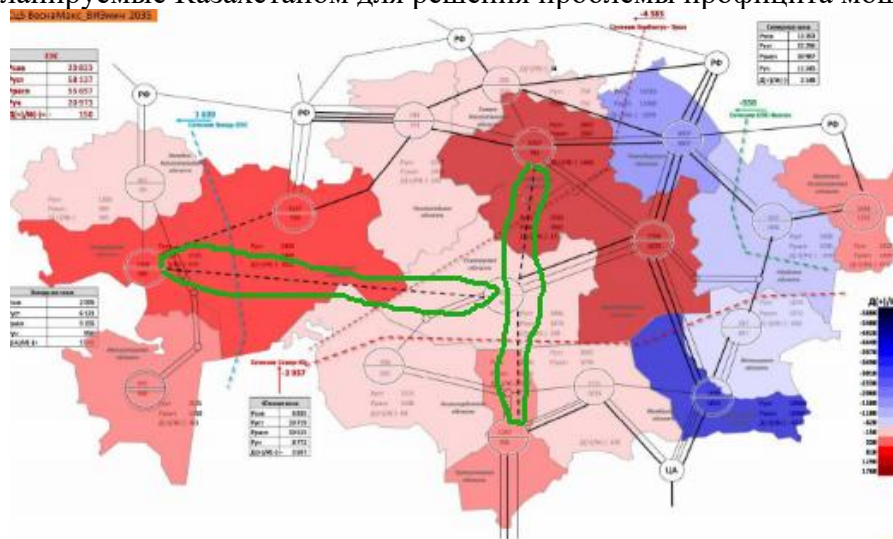
<i>годовое накопленное потребление электроэнергии</i>							
№	Показатель	2023	2029	2023	2029	2023	2029
		Отчёт	Прогноз				
1	Электрическая нагрузка	196	233	240	241	244	248
2	Существующая генерация	483	463	463	463	463	463
3	Дефицит (+), профицит (-)	-287	-230	-223	-221	-219	-215
4	Выработка новых энергоблоков		221	275	318	362	362
5	Дефицит (+), профицит (-)	-287	-451	-498	-540	-581	-577

Будущий баланс электроэнергии Павлодарской области: профицит составит 45,1 млрд кВт·ч в 2029 году, 49,8 млрд кВт·ч в 2030 году, 54,0 млрд кВт·ч в 2031 году, 58,1 млрд кВт·ч в 2032 году и 57,7 млрд кВт·ч в 2035 году.

При этом в пункте 4 «Выработка новых энергоблоков» выработка новых энергоблоков составляет: 4,4 млрд кВт·ч для одного энергоблока в 2029 году, 8,7 млрд кВт·ч для двух энергоблоков в 2030 году, 13,1 млрд кВт·ч для трёх энергоблоков в 2031 году и 17,5 млрд кВт·ч для четырёх энергоблоков в 2032 году. Среднее число часов использования

энергоблоков составляет 6666 часов.

2.2.6 Меры, планируемые Казахстаном для решения проблемы профицита мощности



- (1) При диспетчеризации нагрузка угольных и газовых тепловых электростанций (ТЭС) и интегрированных энергосистем (ИЭС) может быть снижена от максимального до минимального значения; 20%;
- (2) собственные (ведомственные) электростанции промышленных групп участвуют в рынке;
- (3) наблюдается тенденция постепенного снижения участия традиционных угольных и газовых ИЭС и ТЭЦ, а также ограничения на участие возобновляемых источников энергии (ветроэнергетических систем, ВЭС) в балансировании энергосистемы в периоды наименьших уровней нагрузки летом, зимой и весной (паводок);
- (4) баланс энергосистемы может также достигаться альтернативными методами (обмен разнонаправленными перетоками мощности с соседними энергосистемами, использование накопителей электроэнергии, управление нагрузкой);
- (5) для балансирования энергосистемы с помощью гибких газовых сооружений, расположенных в основных западных регионах, следует рассмотреть их объединение с северным и южным регионами, строительство ВЛ 500 кВ Улькен — Карабатан (I этап) в 2030 году и строительство ВЛ 500 кВ «Западный регион — ПС 500 кВ Жезказган» (II этап) в 2035 году;
- (6) построить в 2035 году ВЛ 500 кВ «Южный регион — ПС 500 кВ Жезказган — Центральный регион» для усиления электросети 500 кВ.

2.2.7 Прогнозируемые диапазоны профицита в Павлодарской области в зимний, летний и

весенний (паводковый) периоды

- (1) Зима 2032 года — профицит от 5,0 ГВт до 6,2 ГВт;
- (2) Лето 2032 года — профицит от 1,2 ГВт до 2,9 ГВт;
- (3) Весна 2032 года (паводок) — профицит от 1,5 ГВт до 2,4 ГВт.

2.2.8 Режим работы ГРЭС-3 и её участие в плане суточного потребления рассматриваемых регионов

Нагрузка собственных нужд электростанции составляет 32–50 МВт на энергоблок ($\approx 5\text{--}8\%$), всего около 200 МВт.

Табл. 2.2-10 Основные технические показатели Экибастузской ГРЭС-3

Наименование	Установленная мощность	Располагаемая мощность	Потребность собственных нужд
ГРЭС-3	2640 (4×660) MW	2640 (4×660) MW	200 (4×50) MW

Годовая выработка электроэнергии Экибастузской ГРЭС-3 ожидается на уровне 16,6 млрд кВт·ч (коэффициент использования оборудования 71,7 %).

Главная схема электрических соединений

Согласно окончательной схеме электрических соединений, определённой в тендерной документации, предоставленной Казахстаном:

- (1) Экибастузская ГРЭС-3 оснащается РУ 500 кВ по типовой схеме 50017 «полуторная схема» с тремя линейными присоединениями и четырьмя присоединениями энергоблоков;
- (2) расширить открытое распределительное устройство (ОРУ) 500 кВ подстанции 1150 «Экибастуз» на два линейных присоединения;
- (3) две ВЛ 500 кВ «ГРЭС-3 — ПС 1150», выполненные проводами марки АС-400×3, длиной 25 км каждая;
- (4) одна ВЛ 500 кВ «ГРЭС-3 — ПС Нура», выполненная проводами АС-400×3, длиной около 325 км по трассе, с соответствующим расширением ОРУ 500 кВ ПС Нура на одно линейное присоединение;
- (5) установить два шунтирующих реактора 3×60 Мвар с выключателями (один на ГРЭС-3 и один на ПС Нура);
- (6) демонтировать перемычки 500 кВ из зоны расширения;
- (7) демонтировать подстанцию 110 кВ с ВЛ 110 кВ в зоне расширения.

3 ИСТОЧНИК ТОПЛИВА

3.1 Источник угля

Годовое потребление угля энергоблоками 4×660 МВт данного проекта, при расчёте на проектную марку угля, составляет примерно 8,764 млн тонн. Уголь поступает с Экибастузского угольного месторождения. Расположенное в Павлодарской области Казахстана, это месторождение является одним из крупнейших и наиболее исторически значимых угледобывающих районов страны, а его запасы, производственная мощность и промышленная инфраструктура занимают стратегически важное положение в Центральной Азии.

Экибастузское угольное месторождение занимает площадь около 62 кв. км, при общих геологических запасах, превышающих 13 млрд тонн, из которых извлекаемые запасы составляют около 2,75 млрд тонн. Условия добычи превосходные: более 90 % приходится на открытую добычу, пригодную для крупномасштабной механизированной разработки. Разведка месторождения началась в конце XIX века, а мелкомасштабная добыча была начата британской компанией в 1913 году. В советский период (1954 год) разработка была возобновлена, и был введён в эксплуатацию первый Центральный разрез с годовой мощностью 3 млн тонн, снабжавший преимущественно электростанции Уральского региона России. С 1965 по 1979 год в девять очередей был построен разрез «Богатырь» с проектной мощностью 50 млн тонн в год. В 1985 году его добыча достигла 56,8 млн тонн, установив мировой рекорд Гиннеса.

В настоящее время месторождение разрабатывается главным образом ТОО «Богатырь Комир» — совместным предприятием казахстанского Национального фонда «Самрук-Казына» (доля 50 %) и российской объединённой компании «РУСАЛ» (доля 50 %). Компания эксплуатирует два крупных разреза — «Богатырь» и «Северный», обеспечивая 40 % угледобычи страны. Суммарная добыча в 2022 году составила 42,5 млн тонн, при этом разрез «Богатырь» дал 33,4 млн тонн, а разрез «Северный» — 10 млн тонн.

3.2 Прогноз качества и расхода топлива

3.2.1 Качество топлива

Данные о качестве угля для данного проекта приведены ниже:

Таблица 3.2-1 Данные о качестве угля

ГРЭСЗ 4×660 МВт электростанцияТом 01. Общая пояснительная записка Технико-экономическое обоснование

<i>Показатель</i>	<i>Обозначение</i>	<i>Ед. изм.</i>	<i>Расчётный уголь</i>	<i>Поверочный уголь 1</i>	<i>Поверочный уголь 2</i>
Общая влага	<i>Mt</i>	%	1.8	3	2.5
Влага воздушно-сухого топлива	<i>Mad</i>	%	0.7	0.8	0.8
Зольность на рабочую массу	<i>Aar</i>	%	46	37.2	40.8
Выход летучих на сухую беззольную массу	<i>Vdaf</i>	%	33.7	31.9	31.7
Углерод на рабочую массу	<i>Car</i>	%	40.9	48.8	46.4
Водород на рабочую массу	<i>Har</i>	%	2.72	2.94	2.75
Азот на рабочую массу	<i>Nar</i>	%	7.4	6.5	6.3
Кислород на рабочую массу	<i>Oar</i>	%	0.79	0.99	0.88
Общая сера	<i>St, ar</i>	%	0.51	0.63	0.4
Высшая теплота сгорания на рабочую массу	<i>Qgr, v, ar</i>	ккал/кг	3926	4679	4384
Низшая теплота сгорания на рабочую массу	<i>Qnet, v, ar</i>	ккал/кг	3782	4518	4235
Коэффициент размоловоспособности по Хардгроу (HGI)	<i>HGI</i>	/	62	62	61
Плавкость золы угля / температура деформации	<i>DT</i>	×10 ³ °C	>1550	>1550	1540
Плавкость золы угля / температура размягчения	<i>ST</i>	×10 ³ °C	>1550	>1550	1550
Плавкость золы угля / температура жидкоплавкого состояния	<i>FT</i>	×10 ³ °C	>1550	>1550	>1550
Диоксид кремния в золе угля	<i>SiO₂</i>	%	58.21	60.64	58.48
Оксид алюминия в золе угля	<i>Al₂O₃</i>	%	>29.54	27.07	29.39
Оксид железа (III) в золе	<i>Fe₂O₃</i>	%	2.51	5.09	6.05

<i>Показатель</i>	<i>Обозначение</i>	<i>Ед. изм.</i>	<i>Расчётный уголь</i>	<i>Поверочный уголь 1</i>	<i>Поверочный уголь 2</i>
угля					
Оксид кальция в золе угля	<i>CaO</i>	%	<i><1.04</i>	<i>2.50</i>	<i>1.43</i>
Оксид магния в золе угля	<i>MgO</i>	%	<i><0.4</i>	<i>1.12</i>	<i>0.56</i>
Оксид натрия в золе угля	<i>Na₂O</i>	%	<i><0.32</i>	<i>0.48</i>	<i>0.49</i>
Оксид калия в золе угля	<i>K₂O</i>	%	<i><0.35</i>	<i>0.35</i>	<i>0.40</i>
Диоксид титана в золе угля	<i>TiO₂</i>	%	<i>1.42</i>	<i>1.14</i>	<i>1.25</i>
Триоксид серы в золе угля	<i>SO₃</i>	%	<i><0.24</i>	<i>0.75</i>	<i>1.00</i>
Диоксид марганца в золе угля	<i>MnO₂</i>	%	<i>0.06</i>	<i>>0.0834</i>	<i>>0.0834</i>
Пентоксид фосфора в золе угля	<i>P₂O₅</i>	%	<i>0.35</i>	<i>0.36</i>	<i>0.45</i>
Хлор в угле	<i>Cl, ar</i>	<i>ppm</i>	<i>1065</i>	<i>1597</i>	<i>1605</i>
Мышьяк в угле	<i>As, ar</i>	<i>µg/g</i>	<i>2.0</i>	<i>1.8</i>	<i>2.8</i>

3.2.2 Расход топлива

Расход угля на котлы данного проекта приведён в таблице 3.2-2.

Таблица 3.2-2 Расход угля

<i>Расход угля</i>	<i>т/ч</i>	<i>т/сут</i>	<i>10 000 т/год</i>
<i>Мощность энергоблока и марка угля</i>			
<i>1×660MW</i>			
<i>Расчётный уголь</i>	<i>346.86</i>	<i>6937.20</i>	<i>231.22</i>
<i>Поверочный уголь 1</i>	<i>285.70</i>	<i>5714.00</i>	<i>190.45</i>
<i>Поверочный уголь 2</i>	<i>304.79</i>	<i>6095.89</i>	<i>203.18</i>
<i>4×660MW</i>			

<i>Расход угля</i>	<i>т/ч</i>	<i>т/сут</i>	<i>10 000 т/год</i>
<i>Расчётный уголь</i>	<i>1387.44</i>	<i>27748.80</i>	<i>924.87</i>
<i>Поверочный уголь 1</i>	<i>1142.80</i>	<i>22856.00</i>	<i>761.79</i>
<i>Поверочный уголь 2</i>	<i>1219.18</i>	<i>24383.56</i>	<i>812.70</i>

Примечание: суточное время работы принято равным 20 часам, а годовое — 6666 часам.

3.3 Транспортировка топлива

Проект оснащён энергоблоками 4×660 МВт. Годовое потребление угля при расчёте на проектную марку составляет примерно 9,2487 млн тонн. Весь уголь поставляется с Северного горнодобывающего участка группы «Самрук-Энерго» и полностью транспортируется ленточными конвейерами с дальностью транспортировки около 32 км. Применяются криволинейные ленточные конвейеры большой протяжённости в одноконтурной компоновке со следующими характеристиками: ширина ленты $B = 1600$ мм, скорость ленты $V = 2,5$ м/с, производительность $Q = 2000$ т/ч.

3.4 Растопка котла и поддержание горения

Котёл оснащён системой растопки «микромазут + крупная мазутная форсунка». Система растопочного топлива проектируется и поставляется изготовителем котла. Данные о качестве топлива приведены в приложении.

	<i>Показатель</i>	<i>Ед. изм.</i>	<i>Дизельное топливо</i>		
			<i>Summer/Winter ДТ-Е-К4 ПНХЗ</i>	<i>Winter 1 ДТ-3 - 32 ПНХЗ</i>	<i>Зимнее 2 паспорт качества</i>
<i>1</i>	<i>Цетановое число</i>		<i>52.1</i>	<i>47</i>	<i>51</i>
<i>2</i>	<i>Цетановый индекс</i>		<i>51.4</i>	<i>51</i>	<i>48</i>
<i>3</i>	<i>Плотность при 15 °С</i>	<i>кг/м³</i>	<i>843.5</i>	<i>824.8</i>	<i>837</i>
<i>4</i>	<i>Содержание полициклических ароматических</i>	<i>% (масс.)</i>	<i>6.2</i>	<i>2.2</i>	<i>7</i>

ГРЭСЗ 4×660 МВт электростанцияТом 01. Общая пояснительная записка Технико-экономическое обоснование

	<i>углеводородов</i>				
5	<i>Содержание серы</i>	<i>мг/кг</i>	<i>42.2</i>	<i>49</i>	
6	<i>Температура вспышки (в закрытом тигле)</i>	<i>°C</i>	<i>64</i>	<i>55</i>	<i>57</i>
7	<i>Коксуемость 10 %-ного остатка разгонки</i>	<i>% (масс.)</i>	<i>0.01</i>	<i>0.01</i>	<i>0.02</i>
8	<i>Зольность</i>	<i>% (масс.)</i>	<i>0.002</i>	<i>Отсутствует (определено как 0)</i>	<i>0</i>
9	<i>Содержание воды</i>	<i>мг/кг</i>	<i>90</i>	<i>Отсутствует (определено как 0)</i>	
10	<i>Общее содержание загрязнений</i>	<i>мг/кг</i>	<i>5</i>	<i>10</i>	<i>4</i>
11	<i>Коррозия медной пластинки (50 °C, 3 ч)</i>	<i>Класс</i>	<i>1a</i>	<i>1a</i>	
12	<i>Окислительная стабильность (суммарное содержание нерастворимых осадков)</i>	<i>г/м³</i>	<i>8</i>	<i>15</i>	
13	<i>Смазывающая способность (диаметр пятна износа, 60 °C)</i>	<i>µm</i>	<i>377</i>	<i>448</i>	<i>450</i>
14	<i>Кинематическая вязкость при 40 °C</i>	<i>мм²/с</i>	<i>2.996</i>	<i>2.380</i>	<i>2.076</i>
15	<i>Предельная температура фильтруемости (CFPP)</i>	<i>°C</i>	<i>-16</i>	<i>-20</i>	<i>-32</i>
16	<i>Плотность при 20 °C</i>	<i>кг/м³</i>	<i>840</i>		
17	<i>Температура застывания</i>	<i>°C</i>	<i>-20</i>		
18	<i>Температура помутнения</i>	<i>°C</i>	<i>-4</i>	<i>-15</i>	<i>-23</i>

4 УСЛОВИЯ ПЛОЩАДКИ

4.1 Обзор площадки

4.1.1 Региональный обзор

Угольный энергетический комплекс GCL Energy Pavlodar RES-3 мощностью 4×660 МВт (ультрасверхкритический) расположен в Павлодарской области Республики Казахстан.

Павлодарская область находится на северо-востоке Казахстана, примерно в 420 км от столицы — Астаны. Расположенная в северо-восточной приграничной зоне страны, она граничит с Российской Федерацией на севере и востоке, являясь важным приграничным регионом между Казахстаном и Россией и ключевым транспортным узлом, связывающим Казахстан с Южно-Сибирским регионом России.

Город Павлодар расположен на равнине левого берега среднего течения реки Иртыш и служит важнейшим узлом Южно-Сибирской железной дороги и судоходства по Иртышу. Находясь на южном берегу реки Иртыш на севере Казахстана, река имеет ширину около 1,5 км и судоходна, а вдоль её берегов распространены луговые и водно-болотные экосистемы. Город является также значимым промышленным центром на севере Казахстана и относится к Карагандинско-Павлодарской центральной промышленной зоне — одной из четырёх крупнейших промышленных зон советского периода. Его промышленная система сосредоточена на нефтехимии: здесь расположен Павлодарский нефтеперерабатывающий завод — один из трёх крупнейших НПЗ страны, — а также осуществляются транспортировка оборудования и техническое сотрудничество в горнодобывающей и металлургической отраслях. Являясь ключевым узлом Центральноазиатского железнодорожного экспресса и международной логистики, город связан с такими городами Китая, как Сиань и Баоцзи, через пограничные переходы наподобие Алашанькоу, образуя сеть железнодорожных грузоперевозок, охватывающую пять стран Центральной Азии и Европу.

4.1.2 Географическое положение и рельефные условия площадки

По результатам полевых обследований и исследований, а также с учётом существующих промышленных предприятий и их планировочных схем вокруг площадки и отзывов местных властей и заказчика проекта, прилегающая территория к югу от ГРЭС-2 и первоначально зарезервированный участок расширения определены в качестве единственной площадки для данного проекта.

Площадка станции расположена примерно в 111 км к западу от города Павлодар. ГРЭС-2 находится в 700 м к северу, а Туздысорское водохранилище — в 500 м к западу, обеспечивая

водой как ГРЭС-2, так и систему циркуляционной воды ГРЭС-3 данного проекта. ГРЭС-1 расположена в 15 км к юго-западу от площадки, а город Экибастуз — в 34 км к югу.

Рельеф площадки понижается от более высоких отметок на севере к более низким на юге, с отметками поверхности земли примерно 129–132 м (по Балтийской системе высот 1985 года; то же относится и далее). Уклон составляет около 0,1 %, преобладающий ландшафт — степь. Размеры площадки составляют примерно 900 м с запада на восток и 700 м с севера на юг, что обеспечивает полезную площадь 63 га, отвечающую потребностям в земле для четырёх энергоблоков 660 МВт и строительной зоны проекта.

Вблизи площадки отсутствуют военные объекты и сооружения связи; под ней не залегают полезные ископаемые; нет аэропорта, объектов культурного наследия и исторических памятников, значимых природных достопримечательностей, а также крупных промышленных или горнодобывающих предприятий, требующих сноса или реконструкции.

Площадка станции расположена вдали от крупных рек и находится в пределах равнинной прибрежной равнины реки Иртыш. Полевые обследования показывают, что рельеф понижается с севера на юг, при этом сезонные паводки обусловлены снеготаянием и происходят преимущественно весной. Паводки, вызванные ливневыми дождями, крайне редки, а их пиковые расходы составляют лишь незначительную долю от расходов, формируемых снеготаянием. Конкретные противопаводковые мероприятия будут изучены на последующем этапе и на данной стадии не рассматриваются.

В настоящее время площадка представляет собой свободный участок, при этом около 200 м линий электропередачи 10 кВ подлежат сносу и переносу.

4.2 Транспорт

4.2.1 Автодороги

В Павлодарской области сформирована структура дорожной сети, основным каркасом которой являются скоростные автодороги и автодороги государственного значения, дополняемые районными и местными дорогами в качестве вспомогательной сети. В их числе скоростная автодорога А17 проходит через область, а автодорога КС16 связывает три электростанции, дорогу А17 и Экибастуз. Районные и сельские дороги в основном образовали единую дорожную сеть.

Подъездная дорога и маршрут золоудаления данного проекта опираются преимущественно на

скоростную автодорогу А17 и автодорогу KS-16.

4.2.2 Специальные дороги электростанции

Подъездная дорога к заводу: соединяется через дорогу KS-16 с южной стороны объекта, обеспечивая въезд с юга. Доступ обеспечивается вновь построенной дорогой городского типа с асфальтобетонным покрытием шириной 9 м и длиной около 30 м.

Грузовая подъездная дорога: доступ обеспечивается через ответвление автодороги KS-16 с северной стороны въезда на завод, ведущее на объект с северной стороны. Построена новая дорога городского типа с асфальтобетонным покрытием шириной 7 м и длиной около 60 м.

Дороги к золоотвалу: проходят на запад от северо-восточной стороны станции до автодороги KS16 и далее на юго-восток до золоотвала. Со стороны станции построена новая дорога для транспортировки золошлака длиной около 290 м, а со стороны золоотвала — другая дорога длиной 12 км и шириной 7 м. Обе дороги имеют асфальтовое покрытие, а остальные участки используют существующие местные дороги.

4.2.3 Транспортировка крупногабаритного оборудования

Транспортировка основных компонентов энергоблока 660 МВт включает: статор генератора, главный трансформатор, бак деаэратора, наружный корпус угольной мельницы, ротор генератора, главную балку котла, цилиндр высокого давления, цилиндр среднего давления, внутренний корпус цилиндра низкого давления и ротор низкого давления.

План транспортировки будет подготовлен назначенными подрядчиками по поручению заказчика на следующем этапе.

4.3 Гидрологические и метеорологические условия

4.3.1 Гидрологические условия

Площадка строительства ГРЭС-3 (Экибастузская ГРЭС-3) находится в пределах равнинной прибрежной равнины реки Иртыш, для которой характерны локальные понижения и склоны с разбросанными солёными и солоноватыми озёрами, относящимися к сезонным речным бассейнам. Сезонные паводки в районе Экибастузской ТЭС обусловлены снеготаянием и происходят преимущественно весной. Паводки, вызванные ливневыми дождями, чрезвычайно редки, а их пиковые расходы составляют лишь незначительную долю от расходов, формируемых снеготаянием. Озеро Шандаксор (Озера Шандаксор) и озеро Карасор (Карасор) — это озёра, периодически пересыхающие и характеризующиеся относительно небольшими

колебаниями уровня воды.

4.3.2 Метеорологические условия

Павлодарская область расположена в центральной части Азиатского материка и подвержена воздействию воздушных масс, формирующихся в Арктике, умеренных широтах и южных широтах. Под влиянием этих воздушных масс для региона характерен континентальный климат с сухими веснами и летом. Лето отличается высокими температурами, а зима холодная; годовое количество осадков недостаточно и значительно колеблется по годам, концентрируясь главным образом летом, и сопровождается сильными ветрами в течение всего года. Месячные статистические данные приведены в таблице ниже:

	Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	АН
Средняя температура воздуха	-14.8	-14.2	-6.6	6.1	14	20	21.4	18.9	12.7	4.5	-5.1	-11.5	3.9
Относительная влажность	78	78	77	60	52	51	57	57	57	66	77	77	66
Среднее количество осадков	20	16	13	18	28	31	55	32	21	25	23	21	303

Согласно СП РК EN 1991-1-4.2005-2011 «Ветровые воздействия»: основной район по скорости ветра — район V, ветровое давление 1,0 кПа. Согласно СП РК EN 1991-1-3.2004-2011 «Снеговые нагрузки»: снеговой район — район I, снеговая нагрузка 0,8 кПа.

Повторяемость направлений ветра приведена в таблице ниже:

	Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	за год	лето	зима
C	3	5	8	11	12	17	21	18	11	7	5	3	10	19	4
NE	4	6	8	11	8	13	12	11	7	5	5	2	8	12	4
B	8	8	8	10	10	10	10	10	9	7	7	6	8	10	7
ES	13	11	10	9	7	5	5	5	7	10	11	11	8	5	12
Ю	27	25	19	12	15	14	12	13	17	20	21	28	19	13	27
WS	22	21	15	13	13	10	7	8	13	20	21	22	16	8	22
З	19	20	25	21	20	15	13	17	21	22	23	22	20	15	20
WN	4	4	7	13	15	16	20	18	15	9	7	6	11	18	5
Слабый ветер	5	4	3	2	4	5	6	6	5	4	3	3	4	6	4

Число дней с каждым погодным явлением приведено в таблице ниже.

<i>Число дней с погодными явлениями</i>	<i>Число дней</i>
<i>дождь</i>	<i>91</i>
<i>снег</i>	<i>90</i>
<i>туман</i>	<i>17</i>
<i>дымка</i>	<i>0.2</i>
<i>гроза</i>	<i>27</i>
<i>песчаная буря</i>	<i>23</i>
<i>Иней</i>	<i>0.3</i>

4.4 Источник водоснабжения

Канал Караганды забирает воду из реки Белой — притока Иртыша — с расчётными расходами 75 м³/с летом и 45 м³/с зимой. Канал спроектирован с учётом возможной остановки отдельных участков, при этом наибольший перерыв может длиться до двух месяцев. Для обеспечения водоснабжения крупных потребителей в период вывода участков канала из эксплуатации построено резервное водохранилище.

При проектировании и строительстве Карагандинского канала были учтены потребности Экибастузской ТЭС в водоснабжении. Система канала включает выпуск в водохранилище Экибастузской ТЭС № 1, обеспечивая техническое водоснабжение электростанций № 1, № 2 и № 3. Кроме того, для удовлетворения потребностей энергетики планируется забор воды и из четвёртой насосной станции канала. Этот участок соединён с Экибастузским резервным водохранилищем, что повышает надёжность водоснабжения; данный водозабор предназначен для хозяйственно-питьевого водоснабжения и питательной воды котлов Экибастузской ТЭС.

Охлаждающее водохранилище Экибастузской ТЭС № 2 (ГРЭС-2) представляет собой наливное водохранилище, образованное перекрытием ложа озера Шандоксор. Это охлаждающее водохранилище было рассчитано на суммарную установленную мощность ТЭС 8000 МВт с расчётной охлаждающей способностью 10 600 МВт. Глубинный водозабор расположен на северном берегу водохранилища. Водозабор рассчитан на оборотный расход 260 м³/с для двух ТЭС. Водозабор пальцевого типа размещён на глубине 12 м и способен забирать воду при расчётной скорости водозабора 0,1 м/с.

Для существующего наливного охлаждающего водохранилища нижеследующие параметры представлены в виде дробей: числитель относится к параметрам при уровне воды 132,5 м (проектный уровень), а знаменатель — к параметрам при уровне воды 131,0 м (предельно низкий уровень).

В настоящее время водохранилище эксплуатируется при низком уровне воды для снижения потерь на испарение.

Основные параметры водохранилища следующие:

- Площадь водной поверхности: 42,68 / 38,4 км²;
- Полезный объём: 259,76 / 196,0 млн м³;
- Максимальная глубина воды: 12,8 / 11,3 м;
- Средняя глубина воды: 6,1 / 5,1 м;
- Доля мелководья (глубина < 2,5 м): 17 / 19 %;
- Доля мелководья (глубина < 3,5 м): 20 / 22 %.

На основании приведённых данных можно заключить, что проект обеспечен надёжным источником водоснабжения.

4.5 ЗОЛОТВАЛ

4.5.1Количество золы и шлака

Единичная мощность энергоблоков данного проекта — 4×660 МВт. На данном этапе одна схема рассматривается: гидравлическое золоудаление. Золоотвал проектируется как золоотвал мокрого типа. Количества золы и шлака приведены в таблице ниже.

		Часовой выход золы и шлака (т/ч)			Суточный выход золы и шлака (т/д)			Годовой выход золы и шлака (10,000 т/г)		
		зола	шлак	итого	зола	шлак	итого	зола	шлак	итого
Расчётный уголь	1×660 MW	145.54	16.18	161.72	2910.80	323.60	3234.40	97.02	10.79	107.80
	4×660 MW	582.16	64.72	646.88	11643.20	1294.40	12937.60	388.08	43.16	431.20
Поверхностный уголь 1	1×660 MW	97.64	10.85	108.49	1952.80	217.00	2169.80	65.09	7.23	72.32
	4×660 MW	390.56	43.40	433.96	7811.20	868.00	8679.20	260.36	28.92	289.28
Поверхностный уголь 2	1×660 MW	113.89	12.66	126.55	2277.80	253.20	2531.00	75.92	8.44	84.36
	4×660 MW	455.56	50.64	506.20	9111.20	1012.80	10124.00	303.68	33.76	337.44

Примечания:

- 1) Суточное время работы: 20h. АГодовое время работы котлов: 6666 ч.
- 2) Соотношение распределения золы и - шлака: шлак 10 %, зола 90 %.
- 3) Количество пирита (четыре котла): расчётный уголь 46,128 т/а

Исходя из выхода золы и шлака электростанции, годовое количество золы и шлака энергоблоков 4×660 МВт составляет примерно $431,20 \times 10^4$ т, а количество пирита — около $4,1629 \times 10^4$ т. При насыпных плотностях: зола/шлак — 1 т/м³, пирит — 2,0 т/м³, суммарный годовой объём золы, шлака и пирита для энергоблоков 4×660 МВт составляет $433,51 \times 10^4$ м³. Годовое количество гипса десульфуризации составляет около $27,29 \times 10^4$ т. При насыпной плотности 1,3 т/м³ годовой объём гипса десульфуризации равен $20,99 \times 10^4$ м³.

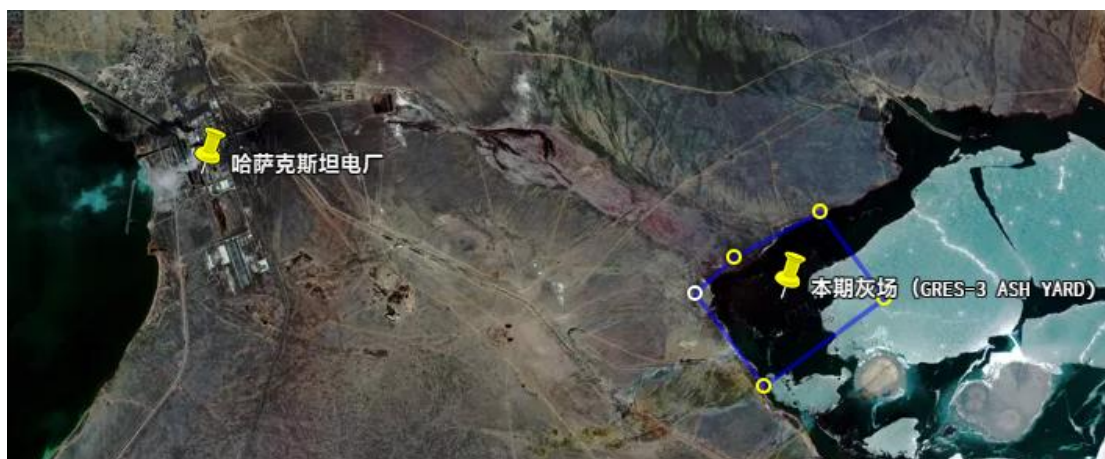
4.5.2 Существующий золоотвал

В настоящее время существующий золоотвал расположен примерно в 7 км к востоку от электростанции. Золоотвал в настоящее время является мокрым золоотвалом и обслуживающим золоотвалом для Экибастузских электростанций № 1 и № 2. Золоотвал расположен вблизи пустынно-степной зоны, по периферии солёного озера, при этом сухая зона не закрыта. Часть золовых отложений обнажена, и в сухой сезон наблюдается пылевое загрязнение от разноса. Рядом с существующим золопроводом в зоне хранения проложена дорога. В настоящее время ситуация с повторным использованием золовой воды и местоположением выпуска в золоотвале не вполне ясна из-за недостатка информации. На данный момент на золоотвале не возведены гидротехнические сооружения и дамбы.

Проектная конечная отметка складирования золы: 90,0 м абс. Площадь водной поверхности золоотвала: 215 км². Общая ёмкость хранения: около 3,0 млрд м³. Срок службы: около 50 лет для 24 планируемых энергоблоков. Текущая отметка уровня воды: около 77,297 м абс.

Согласно спутниковым снимкам, золоотвал Экибастузских электростанций № 1 и № 2 разделён на несколько зон для поочерёдной эксплуатации. Построенный в 1980 году по стандартам бывшего СССР, его технологии противо- фильтрационной защиты и мониторинга не соответствуют современным требованиям. Он имеет лишь глиняную подушку без искусственного противо- фильтрационного слоя, что создаёт риск загрязнения подземных вод. Золоотвал для данного проекта предлагается построить в северо-западном углу существующего золоотвала под названием золоотвал ГРЭС- -3, площадью около 3,9 км².

Рис. 4.5-1 Местоположение золоотвала



4.5.3 Ёмкость хранения золоотвала ГРЭС--3

Золоотвал ГРЭС- -3 будет построен в северо-западном углу существующего золоотвала, примерно в 9,0 км от электростанции, площадью около 3,9 км². Для отделения от существующего мокрого золоотвала с юго-восточной и северо-западной сторон будут возведены ограждающие дамбы. Начальная отметка гребня — 83,0 м абс. При достижении отметки поверхности золы 82,0 м абс. расчётная полезная ёмкость составляет около 2100×10^4 м³, что достаточно примерно для 5 лет эксплуатации энергоблоков 4×660 МВт. Расширение ёмкости будет осуществляться путём надстройки вторичных - дамб на более позднем этапе.

4.6 Сейсмогеология и геотехника

Согласно геологическим данным, через предполагаемую площадку не проходят активные разломы. Минимальное расстояние между площадкой и разломами отвечает требованиям к расстоянию отступа от голоценовых активных разломов, установленным соответствующими нормами и стандартами. Поэтому влиянием на устойчивость предполагаемой площадки можно пренебречь. В региональном отношении площадка расположена в относительно устойчивом блоке и пригодна для строительства.

4.6.1 Сейсмические воздействия на площадке

In accordance with local codes, the area where the site is located has a seismic intensity of less than 6 degrees, with no regional faults or folds. Per Kazakhstan Standard СП 2.03-30-2017, seismic effects may be ignored in foundation design for areas with a seismic intensity of less than 7 degrees. Correspondingly, the seismic intensity may be considered as Grade VI per Chinese standards.

4.6.2 Предварительная оценка геотехнических условий площадки

4.6.2.1 Особенности рельефа и геоморфологии и неблагоприятные геологические явления

В геоморфологическом отношении предполагаемая площадка относится к аллювиально-пролювиальной равнине. Спутниковые снимки показывают, что поверхность площадки представляет собой пустошь с заболоченным участком в центре. Явных неблагоприятных геологических явлений или искусственных сооружений не наблюдается.

4.6.2.2 Стратиграфическая литология и особенности распространения

По данным предварительных изысканий, в пределах глубины разведки (примерно 10 м ниже поверхности земли) на площадке залегают почвенно-растительный слой, насыпной грунт, песок, глина и т. д. Вскрытые разведкой слои описаны сверху вниз следующим образом:

- ① Почвенно-растительный слой: гумусированная верхняя часть толщи с содержанием гумуса 0,28–4,07 %, вскрытая мощность 0,2 м.
- ② Насыпной грунт: образован в ходе строительной деятельности человека, сложен гравелистым песком, гравелистым грунтом с песчаным заполнителем и гравелистым грунтом с глинистым заполнителем. Вскрытая мощность: примерно 0,3–1,8 м.
- ③ Пылеватый грунт: высокое содержание гравия и песка, с прослоями линз гравелистого песка. Вскрытая мощность: 0,3–3,1 м.
- ④ Суглинок: содержит гравий. Вскрытая мощность: 0,5–1,8 м.
- ⑤ Песок средней крупности: слоистый, слегка влажный, с прослоями гумуса и корой выветривания. Вскрытая мощность: 0,5–4,0 м.
- ⑥ Гравелистый песок: слоистый, слегка влажный, с прослоями песка средней крупности, пылеватого грунта, суглинка и т. д., а также гравием. Вскрытая мощность: 0,8–6,3 м.
- ⑦ Пылеватый грунт: содержит гравий и гидроксид железа. Вскрытая мощность: 0,7–1,0 м.
- ⑧ Суглинок: твёрдой и полутвёрдой консистенции. Вскрытая мощность: 1,0–1,4 м.
- ⑨ Гравелистый суглинок: содержание гравия примерно 30–45 %. Вскрытая мощность: 1,0–2,0 м.
- ⑩ Глина (кора выветривания): твёрдой и полутвёрдой консистенции, с прослоями гравелистого грунта, мелкого песка, пылеватого грунта и гидроксида железа и марганца. Сильнонабухающий специфический грунт. Вскрытая мощность: 1,4–7,0 м.
- ⑪ Суглинок (кора выветривания): твёрдой и полутвёрдой консистенции, с прослоями пылеватого грунта и гидроксидом железа. Вскрытая мощность: 3,0–4,0 м.

4.6.2.3 Условия залегания подземных вод

На площадке имеются два водоносных горизонта. Первый водоносный горизонт вскрывается на глубине 2,2–5,2 м с устойчивой отметкой уровня воды 129,30–132,60 м. Второй водоносный горизонт вскрывается на глубине 6,0–9,6 м с устойчивой отметкой уровня воды 123,89–127,95 м. В естественных условиях уровень подземных вод колеблется по сезонам: наименьший в марте, наибольший в начале мая, с амплитудой 1,0–1,5 м.

Подземные воды питаются за счёт инфильтрации атмосферных осадков, а также снеготаяния и паводковых вод весной.

4.6.2.4 Физико-механические свойства и несущая способность грунтов основания

На основе стратиграфической литологии, распространения и данных предварительных изысканий основные физико-механические показатели каждого слоя грунта сведены в таблицу 4.6.2-1.

Таблица 4.6.2-1 Основные физико-механические показатели грунтов основания

	Плотность γ (кН/м ³)	Природная влажность $w(\%)$	Сцепление c (кПа)	Угол внутреннего трения $\phi(^{\circ})$	Модуль деформации E_0 (МПа)	Коэффициент фильтрации k (см/с)
②Насыпной грунт		5.5%~6.4%				
③Пылеватый грунт	17.3~20.3	3.0%~12.8%			8.13~10.20	3.8×10^{-4}
④Суглинок	18.0~20.9	5.1%~29.5%	23~41	17~39	9.12~11.90	2.6×10^{-4}
⑤Песок средней крупности	16.2~19.0	1.0%~20.4%	4~7	28~35	10.30~13.96	2.1×10^{-2}
⑥Гравелистый песок	15.8~21.3	1.5%~15.8%	10~19	32~43	9.20~17.21	3.1×10^{-2}
⑦Пылеватый грунт	19.1~20.8	8.7%~23.9%	13~24	24~32	6.27~11.50	1.4×10^{-3}
⑧Суглинок	19.5~21.1	12.5%~25.3%	20~35	21~27	9.60~13.78	1.9×10^{-5}
⑨Гравелистый суглинок	18.8~20.0	4.2%~11.9%	39~53	25~29	10.41~12.33	5.2×10^{-4}
⑩Глина (кора выветривания)	17.9~19.9	24.0%~40.4%	47~107	5~10	9.26~16.67	5.8×10^{-6}
⑪Суглинок (кора выветривания)	16.3~19.2	14.3%~46.0%	18~37	20~25	10.23~12.77	1.3×10^{-5}

4.6.2.5 Предварительная оценка коррозионной активности грунта

4.6.2.6В ходе предварительных изысканий были проведены испытания на содержание водорастворимых солей для образцов из толщи 0–3 м. Результаты показывают, что площадка

сложена засоленными грунтами с высоким содержанием солей.

4.6.2.7 Per СП РК 2.01-101-2013 Table B.1, the sulfate content in soil ($\text{SO}_4^{2-} = 70.0\text{--}14,600.0$ mg/kg) causes corrosion to concrete of different impermeability grades, as shown in Table 4.6.2-2

Таблица 4.6.2-2 Сульфатная коррозионная активность грунта по отношению к бетону различных марок по водонепроницаемости

Тип	W4	W6	W8	W10-W14	W16-W20
Портландцемент	Сильная	Сильная	Сильная	Сильная	Сильная
Шлакопортландцемент	Сильная	Сильная	Сильная	Сильная	Средняя
Сульфатостойкий цемент	Сильная	Сильная	Средняя	Слабая	Отсутствует

Per СП РК 2.01-101-2013 Table B.2, the chloride content in soil ($\text{Cl}^- = 30.0\text{--}2,520.0$ mg/kg) causes corrosion to concrete of different impermeability grades, as shown in Table 4.6.2-3.

Таблица 4.6.2-3 Хлоридная коррозионная активность грунта по отношению к бетону различных марок по водонепроницаемости

W4-W6	W8	W10-W14
Сильная	Средняя	Слабая

Грунт площадки обладает сильной коррозионной активностью по отношению к стальным конструкциям.

Для подземных вод:

Бетон: сильная коррозия портландцементного бетона марок W4/W6; коррозия других типов цемента отсутствует. Слабая коррозия портландцементного бетона марки W8; коррозия других типов цемента отсутствует.

Стальная арматура в железобетоне: коррозия отсутствует при длительном погружении; средняя коррозия при циклическом увлажнении.

Оболочки кабелей: средняя коррозия свинцовых оболочек; сильная коррозия алюминиевых оболочек.

4.6.2.8 Предварительная оценка инженерных свойств засоленного грунта

Испытания на содержание водорастворимых солей в толще 0–3 м показывают содержание солей в грунте 0,012–1,542 %, что подтверждает засоленность площадки. Содержание солей в целом уменьшается с глубиной, концентрируясь главным образом в поверхностном слое (0,0–1,5 м), при меньшей засоленности на больших глубинах. Свойства просадочности при растворении и солевого набухания по имеющимся данным оценить невозможно.

4.6.2.9 Анализ и оценка вариантов фундаментов

Комплексная стратиграфическая оценка: для обычных сооружений могут применяться естественные основания или замена грунта гравийной подушкой. Для основных сооружений могут применяться замена грунта гравийной подушкой или свайные фундаменты. Окончательный тип фундамента определяется при последующих изысканиях.

4.6.2.10 Геологические риски безопасности

(1) Насыпной грунт: уплотнительная осадка насыпного грунта занимает длительное время. Даже уплотнённый насыпной грунт не позволяет исключить осадку. Продолжающаяся осадка насыпного грунта и подстилающих естественных грунтов может вызвать просадку основания и образование трещин в стенах сооружений. Толстый слой насыпного грунта создаёт риски устойчивости откосов и общей устойчивости; насыпной грунт в долинах также имеет проблемы фильтрации. Насыпной грунт изменяет пути дренажа, что может спровоцировать суффозию и образование ходов фильтрации (пайпинг). Водонасыщенный грунт может приводить к оползням или разрушению подпорных сооружений. Неравномерная толщина насыпного грунта в зонах выемки-насыпи вызывает неравномерную осадку и повреждение конструкций.

(2) Глубина промерзания: средняя глубина промерзания грунта — 2,08 м (по местным нормам). Глубина промерзания может увеличиваться на открытых участках или участках с тонким снежным покровом в суровые зимы.

(3) Засолённый грунт: высокая засоленность грунта и неглубокое залегание подземных вод требуют антикоррозионной защиты грунта и воды.

(4) Набухающая глина: сильнонабухающая глина набухает при увлажнении и сжимается при высыхании, с обратимым поведением набухания-усадки. Применять комплексные меры: обработка основания + гидроизоляция. Устраивать вокруг зданий отмостки, перехватывающие канавы и наружный дренаж.

(5) Неисследованная впадина: в центре площадки имеется понижение с растительностью (по данным спутниковых снимков). Данные изысканий по этому участку отсутствуют, локальная стратиграфическая информация недоступна.

4.7 Технические требования и рекомендации по выбору площадки

На стадии технико-экономического обоснования по результатам полевых обследований и исследований, а также с учётом существующих промышленных предприятий и их планировочных схем вокруг площадки и мнения правительства Казахстана и заказчика проекта в качестве единственной площадки для данного проекта был выбран участок, примыкающий к южной стороне ГРЭС-2. Ниже приводится описание этой выбранной площадки.

Табл. 4.7-1 Перечень условий площадки

<i>№</i>	<i>Раздел, показатель</i>		<i>Площадка станции</i>	<i>Примечания</i>
<i>1</i>	<i>Условия площадки</i>	<i>Местоположение площадки</i>	<i>Площадка станции расположена примерно в 111 км к западу от города Павлодар. ГРЭС-2 находится в 700 м к северу, а Туздысорское водохранилище, снабжающее как ГРЭС-2, так и систему циркуляционной воды данного проекта, — всего в 500 м к западу. ГРЭС-1 расположена в 15 км к юго-западу от площадки.</i>	
		<i>Связь с городской планировкой</i>	<i>Площадка станции расположена примерно в 111 км к западу от города Павлодар, при этом город Экибастуз находится в 34 км к югу от неё. Площадка расположена за пределами зоны концентрированной городской застройки, и участок проекта соответствует требованиям планировки.</i>	
		<i>Рельеф</i>	<i>Рельеф площадки понижается от более высоких отметок на севере к более низким на юге, с отметками поверхности земли в пределах 129–132 м и уклоном около 0,1 %. Местность преимущественно представлена природными степными ландшафтами.</i>	
		<i>Имеющаяся площадь земли под площадку станции</i>	<i>Площадка простирается примерно на 900 м с востока на запад и на 700 м с севера на юг, при полезной площади 63 га. Это отвечает потребностям в земле для четырёх энергоблоков 660 МВт и строительной зоны проекта.</i>	
		<i>Доступная территория</i>	<i>Соответствует требованиям землепользования, установленным планом данного проекта.</i>	
		<i>Категория землепользования</i>	<i>Площадка в настоящее время покрыта природными пастбищами.</i>	
		<i>Ущерб от</i>	<i>Площадка станции расположена вдали от крупных рек</i>	

		паводков	и находится в пределах равнинной прибрежной равнины реки Иртыш. Полевые обследования показывают, что рельеф понижается с севера на юг, при этом сезонные паводки, обусловленные снеготаянием, происходят преимущественно весной. Паводки, вызванные ливневыми дождями, чрезвычайно редки, а их пиковые расходы составляют лишь незначительную долю от расходов, формируемых снеготаянием. На данном этапе отметка площадки проектируется в увязке с отметкой ГРЭС-2; конкретные мероприятия по реализации будут определены на последующих этапах.	
		Подземные объекты	В пределах площадки подземных объектов культурного наследия не обнаружено.	
2	Транспорт	Дорога к станции	Доступ на территорию станции осуществляется по дороге KS-16 с её южной стороны. Вновь построенная дорога городского типа с асфальтобетонным покрытием шириной 9 м и длиной около 30 м соединяет площадку с юга.	
		Грузовая дорога	Доступ на станцию осуществляется по ответвлению автодороги KS-16 с северной стороны въездной дороги, ведущему с северной стороны объекта. Вновь построенная дорога городского типа с асфальтобетонным покрытием шириной 7 м и длиной около 60 м соединяет площадку.	
		Дорога к золоотвалу	Трасса проходит на запад от северо-восточной стороны станции до автодороги KS-16 и на юго-восток до золоотвала. Со стороны станции построена новая дорога для транспортировки золы длиной около 290 м, а у золоотвала — другая дорога длиной 12 км; обе имеют асфальтовое покрытие шириной 7 м. Остальные участки используют существующие местные дороги.	
3	Топливоснабжение	Источник угля	Четыре энергоблока 660 МВт данного проекта потребляют примерно 8,764 млн тонн угля в год при расчёте на проектную марку. Уголь поступает с Экибастузского угольного месторождения, расположенного в 35 км к югу от площадки проекта, которое является одним из крупнейших и старейших угледобывающих районов страны.	
		Способ доставки	Уголь будет транспортироваться на электростанцию ленточным конвейером протяжённостью около 32 км с пятью перегрузочными станциями за пределами станции.	
4	Водоснабжение и водоотведение	Расстояние транспортировки воды	Расстояние от точки водозабора из канала до площадки станции составляет около 24 км.	
		Способ водозабора	Для данного проекта техническое водоснабжение, включая питательную воду котлов и подпиточную воду системы десульфуризации, а также хозяйственно-бытовое водоснабжение, полностью обеспечивается водой из канала Иртыш — Караганда. В рамках проекта создана собственная станция очистки сырой воды.	
		Длина подающего трубопровода	Суммарная потребность в воде для технических и хозяйственно-бытовых нужд четырёх энергоблоков 660 МВт составляет около 900 м³/ч. Для подачи воды из	

			канала на объект предусмотрены два подающих трубопровода D426×8 с прокладкой в земле. Длина каждого подающего трубопровода — 24 км, выполнен из сварных стальных труб.	
		Способ водоотведения	В настоящее время на территории станции для сбора сточных вод используются дождевые водостоки. Как промышленные сточные воды, так и хозяйственно-бытовые сточные воды централизованно собираются и очищаются с последующим полным повторным использованием.	
5	Золоудаление	Способ золоудаления	Система золошлакоудаления данного проекта предварительно проектируется как гидравлическое золоудаление. Шлак, выгружаемый из котла, охлаждается и гранулируется охлаждающей водой, затем непрерывно собирается скребковым шлакоудалителем, дробится шлакодробилкой и выгружается в шлаковый канал, после чего самотёком поступает в золошлаковый бассейн. Зола из экономайзера проходит через плоский затвор и электрический шлюзовой питатель; после смешивания с водой до образования пульпы в коробчатом золосмывном аппарате она выгружается в шлаковый канал и смешивается со шлаком, после чего совместно поступает в золошлаковый бассейн. Зола из каждого электрического поля электрофильтра проходит через те же элементы и после смешивания с водой до образования пульпы в коробчатом золосмывном аппарате выгружается в золовой канал и самотёком поступает в золошлаковый бассейн. Золошлаковая пульпа из бассейна затем напрямую транспортируется на золоотвал золошлаковым насосом по выделенному трубопроводу. Золоотвал данного проекта расположен примерно в 7,0 км к юго-востоку от площадки станции. Зола-унос и шлак электростанции транспортируются на золоотвал по эстакаде трубопроводов шириной 4 м, которая проходит через восточную ограждающую стену объекта двумя участками перед выходом к зоне отвала.	
		Золоотвал	Место размещения отходов расположено примерно в 7,0 км к юго-востоку от площадки станции.	
6	Условия выдачи мощности	Условия коридора выдачи мощности	Открытый, широкий, свободный, с большим запасом по ширине.	
		Оценка условий выдачи мощности	Система имеет три отходящие линии напряжением 500 кВ, при этом две линии подключаются к подстанции 1150 кВ примерно в 25 км к юго-западу от станции, а одна линия — к подстанции на расстоянии 325 км от станции, что обеспечивает бесперебойную работу линий. Окончательная конфигурация подлежит утверждению по результатам экспертизы интеграции в энергосистему.	
7	Охрана окружающей среды	Воздействие на окружающую среду	Площадка станции расположена вдали от города, что обуславливает минимальное городское загрязнение.	

8	Условия строительства	Условия строительства	Площадка ровная, с удобной транспортной доступностью и превосходными условиями строительства.	
		Транспортировка тяжёлых грузов	Железнодорожная и автодорожная транспортная инфраструктура превосходна.	
9	Ключевые показатели	Объём работ по сносу и реконструкции	Около 200 м линии электропередачи 10 кВ в пределах территории станции подлежат сносу и переустройству.	
		Общий объём земляных и скальных работ на площадке (104м ³)	Объём выемки: 69.81 Объём обратной засыпки: 84.81	Включая избыточный грунт из котлованов под фундаменты 104м ³

Табл. 4.7-2 Основные технические показатели площадки

№	Наименование работ	Ед. изм.	Площадка станции	Примечания
1	Общая площадь земли площадки	га ²	582.506	
2	Земля в пределах ограждения станции	га ²	48.9	
3	Земля под дороги вне станции	га ²	16.056	
4	Земля под золоотвал	га ²	390	
5	Земля под внешний угольный конвейер	га ²	25.6	
6	Земля под внешние инженерные трубопроводы	га ²	18.07	аренда
7	Земля под отвалы и карьеры грунта	га ²	2	Необходимо предусмотреть разработку грунта в карьере.
8	Земля под строительную зону	га ²	40	аренда
9	Земля под строительный и жилой городок	га ²	8	аренда
10	Полигон захоронения	га ²	6	аренда
11	Склад гипса	га ²	27.88	аренда
12	Длина дороги к станции	м	30	асфальт шириной 9 м
13	Включая избыточный грунт из котлованов под фундаменты	м	60	асфальт шириной 7 м
14	Длина подъездной дороги к золоотвалу	м	13290	асфальт шириной 7 м
15	Длина внешнего угольного конвейера	м	32000	
16	Внешний подпиточный водопровод	км	24	
17	Внешний водоотводящий трубопровод	км	0.7	
18	Объём земляных и скальных работ на площадке	Объём выемки	10 ⁴ м ³	69.81

		Объём обратной засыпки	10^4 м^3	84.81	
19	Объём земляных работ для площадки станции	Объём выемки	10^4 м^3	35	Включая избыточный грунт из котлованов под фундаменты 104 м^3
		Объём обратной засыпки	10^4 м^3	50	
20	Объём земляных работ для дорог вне станции	Объём выемки	10^4 м^3	3.01	
		Объём обратной засыпки	10^4 м^3	3.01	
21	Объём земляных работ в строительной зоне	Объём выемки	10^4 м^3	30	Включая строительный и жилой городок
		Объём обратной засыпки	10^4 м^3	30	
22	Объём земляных и скальных работ для эстакады угольного конвейера	Объём выемки	10^4 м^3	1.8	
		Объём обратной засыпки	10^4 м^3	1.8	

После анализа комплексных технико-экономических условий видно, что подключение внешнего угольного конвейера к выбранной площадке станции данного проекта удобно и невелико по протяжённости, а затраты на транспортировку угля относительно низкие; площадка расположена сравнительно близко к золоотвалу и подстанции, имеет ровную и открытую территорию и хорошие условия строительства. Поэтому данная площадка может быть выбрана в качестве площадки строительства на данном этапе.

5 КОНЦЕПЦИЯ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

5.1 Генеральный план электростанции и общая планировка площадки (вертикальная планировка)

5.1.1 Вертикальная планировка территории станции

Вертикальная планировка площадки станции определяется исходя из технологических требований с комплексным учётом естественного рельефа, геологических условий, методов подготовки оснований основных сооружений, общего баланса объёмов земляных работ, систем защиты от паводков и водоотведения, сооружений поверхностного водоотвода и требований к отметкам присоединения трубопроводов как внутри, так и вне объекта.

Рельеф площадки станции понижается с запада на восток, с отметками поверхности земли примерно от 129 до 132 м в пределах площадки и уклоном около 0,1 %. Для площадки принят метод вертикальной планировки по уклону. Общая отметка понижается с севера на юг с уклоном 0,1 %. Общий объём земляных работ по площадке составляет 35 000 м³ выемки и 50 000 м³ обратной засыпки, включая около 20 000 м³ избыточного грунта из котлованов под

фундаменты. Около 150 000 м³ грунта необходимо завезти со стороны.

Временная отметка главного корпуса на уровне земли принята равной 132,00 м.

Поверхностные дождевые воды с территории станции собираются водоотводными каналами и сбрасываются за пределы объекта.

5.1.2 Принципы общей планировки всей станции

(1)В полной мере использовать топографические и геологические условия площадки, обеспечивая согласованность общей планировки с планом местного промышленного парка.

Минимизировать объём земляных работ и работ по подготовке оснований и создать благоприятные условия площадки для строительства электростанции.

(2)Проект согласован с существующими окружающими дорогами, планируемыми дорогами и существующими сооружениями. Топливоподача, прокладка линий электропередачи и дорожные связи на электростанции хорошо проработаны для обеспечения раздельного движения людей и грузов, что обеспечивает беспрепятственное движение транспорта.

(3)Функциональное зонирование рационально, а технологический процесс непрерывен. Это отражает проектную философию современной электростанции и сокращает количество вспомогательных зданий на территории.

(4)Соответствовать действующим нормам, стандартам и требованиям политики.

5.1.3 Генеральный план электростанции

Исходя из регионального планирования, метеорологических условий, планируемой мощности электростанции, технологических требований, рельефа площадки, внешних условий и особенностей территории станции, в сочетании с маршрутами поставки угля, направлениями линий электропередачи и конкретными производственными процессами электростанции, предлагается следующий генеральный план станции:

5.1.3.1 Масштаб строительства

Данный проект предусматривает строительство новой электростанции с четырьмя высокоэффективными ультрасверхкритическими угольными энергоблоками мощностью 660 МВт с одновременной установкой систем десульфуризации, денитрификации и пылеудаления.

5.1.3.2 Расположение электростанции

Общая компоновка станции выполнена в три ряда: с запада на восток размещаются распределительное устройство и главный корпус, за которыми следуют установки

десульфуризации и угольный склад. Фиксированная часть станции обращена на юг с развитием на север, а отходящие линии направлены на запад. °

5.1.3.3 Выдача мощности электростанции

Данный проект имеет три отходящие линии напряжением 500 кВ, две из которых подключаются к подстанции 1150 кВ примерно в 25 км к юго-западу от площадки станции, а третья линия — к подстанции Нура на расстоянии 325 км, что обеспечивает бесперебойную работу линий. Окончательная конфигурация определяется в соответствии с рекомендациями экспертизы по интеграции в энергосистему правительства Казахстана.

5.1.3.4 Источник водоснабжения и система охлаждения электростанции

Для данного проекта техническое водоснабжение, включая питательную воду котлов, подпиточную воду системы десульфуризации и хозяйственно-бытовую воду, обеспечивается из канала Иртыш — Караганда. Вновь сооружаемый водозаборный трубопровод имеет протяжённость около 24 км, а в рамках проекта построена самостоятельная станция очистки сырой воды. На данном этапе строятся четыре высокоэффективных ультрасверхкритических угольных энергоблока мощностью 660 МВт с прямоточными системами охлаждения как основного, так и вспомогательного оборудования, использующими циркуляционную воду из водохранилища, примыкающего к западной стороне площадки станции.

5.1.3.5 Топливоснабжение электростанции

Четыре энергоблока 660 МВт проекта потребляют примерно 8,764 млн тонн угля в год при расчёте на проектную марку. Уголь поступает с Экибастузского угольного месторождения, расположенного в 35 км к югу от площадки проекта, которое является одним из крупнейших и старейших угледобывающих районов страны. Уголь будет транспортироваться на станцию ленточным конвейером протяжённостью 32 км с пятью перегрузочными станциями за пределами объекта.

5.1.3.6 Золоудаление электростанции

Система золошлакоудаления данного проекта предварительно проектируется как гидравлическое золоудаление. Шлак, выгружаемый из котла, охлаждается и гранулируется охлаждающей водой, затем непрерывно собирается скребковым шлакоудалителем, дробится шлакодробилкой и выгружается в шлаковый канал, после чего самотёком поступает в золошлаковый бассейн. Зола из экономайзера проходит через плоский затвор и электрический

шлюзовой питатель; после смешивания с водой до образования пульпы в коробчатом золосмывном аппарате она выгружается в шлаковый канал и смешивается со шлаком, после чего совместно поступает в золошлаковый бассейн. Зола из каждого электрического поля электрофильтра проходит через те же элементы и после смешивания с водой в коробчатом золосмывном аппарате выгружается в золовой канал и самотёком поступает в золошлаковый бассейн. Золошлаковая пульпа из бассейна затем напрямую транспортируется на золоотвал золошлаковым насосом по золошлаковому трубопроводу.

Золоотвал данного проекта расположен примерно в 7,0 км к юго-востоку от площадки станции. Зола-унос и шлак электростанции транспортируются на золоотвал по эстакаде трубопроводов шириной 4 м, которая проходит через восточную ограждающую стену комплекса станции двумя участками перед выходом к зоне отвала.

5.1.3.7 Защита от паводков и водоотведение электростанции

Площадка станции расположена вдали от крупных рек и находится в пределах равнинной прибрежной равнины реки Иртыш. Полевые обследования показывают, что рельеф понижается с севера на юг, при этом сезонные паводки, обусловленные снеготаянием, происходят преимущественно весной. Паводки, вызванные ливневыми дождями, чрезвычайно редки, а их пиковые расходы составляют лишь незначительную долю от расходов, формируемых снеготаянием. На данном этапе отметка площадки проектируется в увязке с отметкой ГРЭС-2; конкретные мероприятия по реализации будут определены на последующих этапах.

5.1.3.8Водоотведение электростанции

На территории данной станции дождевая вода централизованно сбрасывается за пределы объекта через ливневые водостоки. Промышленные сточные воды и хозяйственно-бытовые сточные воды собираются и очищаются централизованно с последующим полным повторным использованием.

5.1.3.9 Планировка зон строительного производства и строительного жилого городка

Строительно-производственная зона расположена у фиксированного торца площадки станции и занимает 40,0 га, а строительный жилой городок размещён поблизости и занимает 8,0 га.

5.1.4 Планировка генерального плана площадки станции

Компоновка оптимизирована с учётом условий строительства внутри и вне площадки,

принципов общей планировки всего объекта и соответствующих норм и стандартов.

Проектное решение нацелено на рациональную планировку, компактное размещение, чёткое выделение зон по очередям, упорядоченные и эффективные технологические потоки и удобство управления. Оно также направлено на экономию земли и минимизацию объёма земляных работ, обеспечивая максимальную экономию инвестиций.

Проект генерального плана станции следует профессиональным принципам проектирования, тщательно учитывает особенности проекта и предполагает тесное взаимодействие со специалистами-технологами для углублённого анализа компоновочного решения. Подробная компоновка приводится ниже. Общая компоновка станции выполнена в три ряда, с запада на восток: открытое распределительное устройство 500 кВ, главный корпус и оборудование десульфуризации, а также линейный закрытый угольный склад. Фиксированный торец станции обращён на юг, с планируемым развитием на север и отходящими линиями, направленными на запад. Грузовые подъездные дороги имеют въезды и выезды с северной стороны, а заводские подъездные дороги — с южной. Предзаводская зона расположена в юго-западном углу станции, а въезд для выгрузки золы — с северо-восточной стороны. °

Фиксированный торец главного корпуса обращён на юг, развитие — на север, а линии электропередачи — на запад.

Данная очередь проекта предусматривает строительство нового закрытого угольного склада ленточного типа, расположенного с восточной стороны комплекса станции. Уголь транспортируется по угольной эстакаде от фиксированного торца главного корпуса в бункеры хранения угля.

В соответствии с технологическими и эксплуатационными требованиями вспомогательные производственные сооружения и подсобные здания на территории станции сгруппированы вокруг главного корпуса и фиксированного торца, рядом с соответствующими установками. Дорожная сеть делит эти сооружения на несколько функциональных зон. Вспомогательные сооружения у фиксированного торца размещены с запада на восток следующим образом: предзаводская зона, зона водоподготовки питательной воды котлов, зона водоснабжения и бак кислотной отмывки котлов. Между закрытым угольным складом и дымовой трубой расположены здание управления топливом, золоудалительный бассейн, цех карбамида, склад известняка и здание технологического процесса десульфуризации. Помещение углемойки и

склад углепитателей расположены вблизи угольного склада.

Площадь земли в пределах территории станции составляет 48,9 га.

5.2 Состав энергоблоков

Повышение параметров пара и применение энергоблоков большой мощности являются основными способами повышения тепловой экономичности энергоблоков. КПД выработки электроэнергии ультрасверхкритических энергоблоков достигает 45–47 %, что на 3–4 % выше, чем у сверхкритических. Обладая практически эквивалентной надёжностью и зрелой технологией, такие энергоблоки способствуют повышению тепловой экономичности и сокращению удельного расхода угля на выработку. При этом они снижают выбросы диоксида углерода и других загрязнителей воздуха. Привлекая всё больше внимания благодаря экономической и социальной выгоде, ультрасверхкритические угольные энергоблоки станут основной тенденцией развития тепловой генерации.

Для данного проекта приняты ультрасверхкритические энергоблоки, что соответствует требованию тендерной документации о том, что удельный расход угля для вновь строящихся энергоблоков должен составлять менее 280 г/кВт·ч.

Кроме того, на начальной стадии планирования электростанции ГРЭСЗ с западной стороны было зарезервировано циркуляционное охлаждающее водохранилище, соответствующее мощности энергоблоков, с уже завершёнными вспомогательными сооружениями водозабора. Поэтому для данного проекта принята прямоточная система охлаждения.

Повышение начальной температуры острого пара существенно увеличит расход высокотемпературных материалов котла и материалов паропроводов острого пара, что приведёт к резкому росту стоимости. Более высокая температура острого пара также требует увеличения толщины стенок поверхностей нагрева котла, что создаёт трудности при изготовлении. Температура острого пара эксплуатируемых в мире ультрасверхкритических паровых турбин, как правило, не превышает 600°C. Для 9 %-ной хромистой стали, применяемой при температуре острого пара 600°C, накоплен богатый успешный опыт эксплуатации. Температура острого пара вновь строящихся энергоблоков в Европе сохраняется на уровне около 600°C, при температуре промперегрева, повышенной до 610–620°C. Поэтому в качестве температуры острого пара рекомендуется 600°C.

Проведено сравнение энергоблоков с однократным и двукратным промежуточным перегревом.

В Казахстане энергоблоки с двукратным промперегревом не эксплуатируются. С учётом зрелости оборудования, стабильности эксплуатации и низкой местной цены на уголь энергоблоки с двукратным промперегревом для проекта не рекомендуются.

Предлагаются ультрасверхкритические энергоблоки с однократным промперегревом, с предварительными параметрами на входе в турбину 28 МПа (абс.)/600°C/600°C.

Текущие технические характеристики основного оборудования являются предварительными и будут скорректированы и уточнены в соответствии с типами энергоблоков изготовителей на стадии технического проектирования.

5.3 Технические характеристики основного оборудования

5.3.1 Котёл

Котёл представляет собой высокоэффективный котёл ультрасверхкритического давления, прямоточный, с одной топкой, однократным промперегревом, уравновешенной тягой, тангенциальным или встречным (настенным) сжиганием, полуоткрытой (плотно закрытой) компоновки, с сухим шлакоудалением, цельнометаллическим каркасом, полностью подвесной, П-образного или башенного типа. Он отвечает требованию глубокого регулирования нагрузки до 20 %.

Основные параметры котла следующие:

Параметр	Значение
Максимальная длительная производительность (B-MCR)	2025 t/h
Расход пара промперегрева (B-MCR)	1647 t/h
Давление пара на выходе котла	29,4 МПа (абс.)
Температура пара на выходе пароперегревателя	605 °C
Температура пара на выходе промперегревателя	603 °C
КПД котла	93.6%

5.3.2 Паровая турбина

Тип турбины: высокоэффективная ультрасверхкритическая, с однократным промперегревом, четырёхцилиндровая с четырьмя выхлопами, одновальная, с одним противодавлением,

девятиступенчатая регенеративная, конденсационная турбина с прямоточным охлаждением. Способна обеспечивать глубокое регулирование нагрузки до 20 % ТНА.

- Номинальная мощность: 660 МВт
- Параметры пара в номинальном режиме (TRL):
- Давление пара перед стопорным клапаном острого пара: 28 МПа (абс.)
- Температура пара перед стопорным клапаном острого пара: 600 °С
- Температура пара промперегрева перед впускным клапаном промперегрева: 600 °С
- Давление отработавшего пара в режиме TRL: 10,5 кПа (абс.)
- Давление отработавшего пара в режиме TMCR: 4,2 кПа (абс.)
- Номинальная частота вращения: 3000 об/мин. Удельный расход теплоты в режиме ТНА: 7223 кДж/кВт·ч

5.3.3 Генератор

Генератор имеет номинальную мощность 660 МВт, коэффициент мощности 0,9, номинальное напряжение на выводах 20 кВ (предварительно) и частоту вращения 3000 об/мин.

Применяется статическая система самовозбуждения (самокомпаундирования) с соответствующим оборудованием, таким как трансформатор возбуждения и шкаф возбуждения.

5.3.4 Системы тепловой автоматики или приборы, поставляемые в комплекте котла

- Полевое оборудование FSSS, включая: мазутные форсунки, запальные устройства, мазутные клапаны, местные шкафы розжига и т. д.;
- Промышленная телевизионная система контроля факела в топке, включая: мониторы, камеры, системы охлаждения и устройства управления и т. д.;
- Силовой шкаф обдувки котла;
- Система управления регулировкой зазоров воздухоподогревателя и устройства обнаружения локальных перегревов воздухоподогревателя;
- Инфракрасные устройства измерения температуры дымовых газов на выходе из топки;
- Клапаны и заслонки, поставляемые в составе комплекта котла, с их электро-/пневмоприводами, входящими в комплект котла. Электро-/пневмоприводы впускных клапанов и заслонок должны быть изделиями импортных марок;
- Местные показывающие приборы, логические переключатели, устройства измерения

расхода и местные шкафы розжига для пароводяной системы, мазутной системы, системы впрыска и пароводяной/газовоздушной системы, спроектированные и поставляемые изготовителем котла, полностью входят в объём поставки изготовителя котла;

- Дистанционные термоизмерительные элементы в объёме корпуса котла входят в объём поставки изготовителя котла;
- Дистанционно передающие приборы, высокотемпературная и высоконапорная приборная арматура и технологическая арматура, поставляемые изготовителем котла, должны быть высококачественными импортными изделиями.

5.3.5 Системы тепловой автоматики или приборы, поставляемые в составе комплекта турбины

- Цифровая электрогидравлическая система управления турбиной (DEN) по возможности использует те же аппаратные средства, что и DCS;
- Система защиты и управления турбиной (ETS) по возможности использует те же аппаратные средства, что и DCS;
- Приборы контроля механических величин корпуса турбины (TSI) должны быть импортными изделиями;
- Устройство ручного управления (маховик) турбины;
- Дистанционно передающие приборы, электромагнитные клапаны, высокотемпературная и высоконапорная приборная/технологическая арматура и т. д., поставляемые изготовителем турбины, должны быть высококачественными изделиями импортных марок.

5.3.6 Системы тепловой автоматики или приборы, поставляемые в составе комплекта генератора

- Приборы и оборудование управления в составе генератора;
- Приборы и оборудование управления в составе масляной и водяной систем генератора;
- Приборная арматура, поставляемая изготовителем генератора.
- Для критически важного оборудования управления — включая преобразователи, аналитические приборы, логические переключатели, исполнительные механизмы, электромагнитные клапаны и высокотемпературную, высоконапорную приборную арматуру — должны применяться высококачественные изделия импортных марок.

5.4 Тепловая схема

5.4.1 Принципы проектирования тепловых систем

За исключением системы вспомогательного пара и системы электрических питательных насосов, в которых принята общестанционная схема, все остальные тепловые системы данного проекта выполнены по блочной схеме.

5.4.2 Системы острого пара, пара промперегрева и байпаса

Система острого пара и система пара промперегрева выполнены по блочной схеме. Система острого пара и система горячего пара промперегрева имеют компоновку 2-2, а система холодного пара промперегрева — компоновку 1-2.

Паропровод острого пара и паропровод горячего пара промперегрева выводятся с обеих сторон выходных коллекторов пароперегревателя и промперегревателя соответственно и подключаются к левому и правому стопорным клапанам острого пара и стопорным клапанам промперегрева цилиндра высокого давления перед паровой турбиной. На входе паровой турбины устанавливаются уравнительные соединительные трубы давления.

Один магистральный паропровод холодного пара промперегрева выводится из выхлопного патрубка цилиндра высокого давления, затем перед котлом разделяется на две ветви, которые подключаются соответственно к входному коллектору промперегревателя.

Паропроводы острого пара и участки горячего пара промперегрева выполнены из материала A335P92, а участки холодного пара промперегрева — из материала A691 1-1/4Cr CL22.

Помимо подачи пара на ПВД № 2 энергоблока, холодный пар промперегрева также служит дополнительным источником пара для системы вспомогательного пара. Когда отбора пара № 4 недостаточно для покрытия потребности станции во вспомогательном паре, холодный пар промперегрева подаётся в коллектор вспомогательного пара через регулирующие клапаны. Кроме того, когда давление отбора пара четвёртой ступени не может обеспечить требование по давлению вспомогательного пара при низкой нагрузке энергоблока, холодный пар промперегрева также подаётся в систему вспомогательного пара.

Байпасная паровая система

Байпасная система предназначена главным образом для пуска энергоблока, и её производительность способна обеспечить требования различных пусковых режимов. Исходя из результатов согласования с основной турбиной и с комплексным учётом технических характеристик и экономичности, рекомендуется пневматическая последовательная байпасная

система высокого и низкого давления производительностью около 40 % BMCR. Она применима к пусковому режиму совместной работы цилиндров высокого и среднего давления. При этом она эффективно удаляет твёрдые частицы внутри котла и системы при пуске и снижает эрозию паровой турбины твёрдыми частицами.е.

5.4.3 Система отборного пара

Паровая турбина имеет 9 ступеней нерегулируемого отбора пара. Отборы № 1, , № 2 и № 3 ступеней подают пар соответственно на три ступени ПВД 100 %-ной производительности и на внешний охладитель дренажа ПВД № 3. Отбор № 4 ступени не только питает деаэратор, но и подаёт пар на турбопривод питательного насоса и служит штатным источником пара системы вспомогательного пара. Отборы № 5, 6, 7, 8 и 9 ступеней подают пар соответственно на пять ПНД.

Для предотвращения разгона турбины и попадания воды на всех трубопроводах отбора пара устанавливаются пневматические обратные клапаны и моторизованные отсечные клапаны, за исключением № 8 и 9 ступеней отбора, трубопроводы которых расположены внутри конденсатора. Пневматические обратные клапаны служат основной защитой от разгона турбины, а также вспомогательной мерой защиты от попадания воды в турбину; моторизованные отсечные клапаны применяются как мера отсечения для предотвращения попадания воды в турбину.

Поскольку к трубопроводу отбора пара № 4 ступени подключено несколько единиц оборудования, устанавливается дополнительный пневматический обратный клапан во избежание обратного перетока воды или пара в турбину при аварийных условиях, таких как сброс нагрузки турбины и переполнение деаэратора водой. При этом на трубопроводе каждой точки потребления пара отбора 4-й ступени установлены один моторизованный отсечной клапан и один обратный клапан.

Система спроектирована в соответствии со стандартом ASME TDP-1 по предотвращению попадания воды в турбину и оснащена полноценной системой дренажа.

5.4.4 Система вспомогательного пара

Система вспомогательного пара обеспечивает общестанционный источник пара. Каждый энергоблок данного проекта оснащён одним коллектором вспомогательного пара с давлением 0,8–1,3 МПа (абс.) и температурой 350 °С.

Поскольку данный проект является проектом расширения, пусковой котёл не предусматривается. Во время пуска первого энергоблока вспомогательный пар подаётся от системы вспомогательного пара существующей ГРЭС-2. После выхода энергоблока на нормальный режим вспомогательный пар поступает главным образом от холодного пара промперегрева и отбора пара четвёртой ступени работающих энергоблоков.

Во время пуска и эксплуатации энергоблока пар для пуска энергоблока, подача вспомогательного пара при низкой нагрузке, резервный пар при отключении энергоблока и пар для технического обслуживания при останове энергоблока подаются от магистрали вспомогательного пара. При пуске, когда параметры выхлопа цилиндра высокого давления несколько превышают требования системы вспомогательного пара, подачу пара можно переключить на выхлопной пар цилиндра высокого давления данного энергоблока.

5.4.5 Система питательной воды

Система оснащена одним питательным насосом с турбоприводом 100 %-ной производительности, и на каждые два энергоблока устанавливается один пусковой питательный насос с электроприводом производительностью 35 % BMCR. Установлены три комплекта ПВД 100 %-ной производительности, при этом ПВД № 3 оснащён внешним пароохладителем, три ПВД и один внешний пароохладитель ПВД имеют общую байпасную систему питательной воды. При отказе любого из ПВД три ПВД и соответствующий внешний пароохладитель должны одновременно отсекаются от системы.

Помимо подачи питательной воды в экономайзер котла, система питательной воды также обеспечивает воду для впрыска в пароохладитель острого пара котла, аварийный пароохладитель пара промперегрева, а также пароохладители высокого и низкого байпасов турбины. Материал трубопроводов — 15NiCuMoNb5-6-4.

5.4.6 Система конденсата

В системе конденсата установлены два комплекта конденсатных насосов с частотно-регулируемым приводом 100 %-ной производительности. Система оснащена пятью ПНД, одним охладителем пара уплотнений и одним совмещённым деаэратором. Для обессоливания конденсата применяется система среднего давления.

На конденсатопроводе на выходе охладителя пара уплотнений предусмотрена система рециркуляции минимального расхода, ведущая в конденсатор. Минимальный расход

рециркуляции принимается как большее из требуемых минимальных расходов конденсатного насоса и охладителя пара уплотнений. Она служит для охлаждения пара утечек уплотнений и пара утечек штоков клапанов при пуске и работе на низкой нагрузке, а также для обеспечения требований работы конденсатного насоса на низкой нагрузке.

Бак запаса конденсата объединён с разделом химводоочистки. Химическая система обеспечивает Два насоса подпитки конденсата и два перекачивающих насоса конденсата предусмотрены для подачи подпиточной воды в конденсатор. Для ПНД применяется малый байпас.

5.4.7 Система дренажа и воздушников ПВД

При нормальных условиях эксплуатации дренаж ПВД работает по каскадной последовательной схеме слива, а дренажная вода последней ступени (ПВД № 3) отводится в деаэратор. Каждый ПВД оснащён аварийным дренажным трубопроводом, индивидуально подключённым к конденсатору.

5.4.8 Система дренажа и воздушников ПНД

Дренаж ПНД № 5 и № 6 работает по каскадной схеме слива. Для дренажа ПНД № 7 предусмотрен дренажный насос с частотно-регулируемым приводом. На выходном трубопроводе дренажного насоса регулирующий клапан не устанавливается, и дренажная вода подаётся дренажным насосом ПНД на выходной конденсатопровод ПНД № 7.

Дренаж ПНД № 8 и № 9 работает по каскадной схеме слива и отводится в конденсатор.

5.4.9 Система циркуляционной охлаждающей воды

Охлаждающая вода конденсатора использует озёрную воду в прямоточной системе. Вспомогательная система охлаждающей воды данного проекта работает по полностью замкнутой циркуляционной схеме, с обессоленной водой в качестве рабочей среды. Вода открытого контура поступает от охлаждающей воды основного оборудования. Она охлаждает воду замкнутого контура через два комплекта насосов открытого контура 100 %-ной производительности, при этом перед насосами установлен электрический фильтр. Для всего оборудования, требующего охлаждающей воды, должны обеспечиваться требуемый расход охлаждающей воды, нагрев охлаждающей воды и теплоотдача оборудования.

Система оснащена двумя замкнутыми насосами циркуляционной охлаждающей воды 100 %-ной производительности, одним расширительным баком объёмом 10 м³ и двумя комплектами

пластинчатых теплообменников замкнутой воды 100 %-ной производительности. На входе и выходе каждого теплообменника установлены моторизованные отсечные клапаны. В системе замкнутой охлаждающей воды предусмотрены точки отбора проб для химического анализа.

5.4.10 Система вакуумирования

Вакуумная насосная установка выполнена по схеме параллельного соединения водокольцевых вакуумных насосов и агрегатов «Рутс — жидкостно-кольцевой насос». Водокольцевые вакуумные насосы используются для предварительного вакуумирования при пуске энергоблока, а агрегаты «Рутс — жидкостно-кольцевой насос» вводятся в работу в нормальном режиме, что обеспечивает энергосбережение и повышает эффективность вакуумирования.

Каждый энергоблок оснащён двумя водокольцевыми насосами, а каждый цилиндр низкого давления — одним агрегатом «Рутс — жидкостно-кольцевой вакуумный насос», всего четыре насоса на энергоблок. Для каждого энергоблока предусмотрен один вакуумный насос водяной камеры для обслуживания пуска прямоточной системы.

5.4.11 Система очистки, хранения и слива смазочного масла турбины

Система смазочного масла турбины выполнена по схеме магистральных маслопроводов.

Каждая основная турбина оснащена одним комплектом устройства очистки смазочного масла, а каждый турбопривод питательного насоса — также одним комплектом устройства очистки смазочного масла. Для каждого энергоблока предусмотрен один бак хранения смазочного масла ёмкостью 50+50 м³.

Аварийные маслосливные трубопроводы предусмотрены соответственно для главного маслобака турбины, маслобака турбопривода питательного насоса и бака хранения смазочного масла, сливающих масло в аварийный маслоприёмник за пределами главного корпуса.

5.4.12 Система дренажа и воздушников котла

При пуске и работе котла на низкой нагрузке пар и вода разделяются сепаратором. Пар поступает в пароперегреватель, а вода — в водосборный бак и восстанавливается и циркулирует по трубопроводу пусковой системы. Котёл данного проекта оснащён пусковым циркуляционным насосом, что лучше адаптирует его к требованиям эксплуатации в режиме глубокого регулирования нагрузки. При чрезмерно высоком уровне воды в сепараторе срабатывает регулирующий клапан дренажа, и дренажная вода поступает в расширитель.

Компоновка пусковой системы способна обеспечить минимальный расход питательной воды, необходимый для безопасности экранов топки. После завершения работы котла в режиме рециркуляции режим работы переключается на прямоточный при нагрузке около 25 % BMCR. Расширитель котла также принимает перелив и дренаж деаэратора, дренаж под давлением, а также некондиционную дренажную воду от воздухоподогревателей, систем отопления и систем вспомогательного пара. Дренажная вода из расширителя котла отводится в дренажный бак. При соответствии качества воды она возвращается в конденсатор насосом; при несоответствии качества воды она сбрасывается в дренажный приямок энергоблока.

5.4.13 Система концевых уплотнений турбины

Система концевых уплотнений выполнена самоуплотняющегося типа, с автоматическим регулированием давления и температуры. Система отвечает мерам защиты от попадания воды в турбину и последующего повреждения энергоблока. Она также способна подавать уплотняющий пар на турбопривод питательного насоса. Резервный источник пара системы уплотнений способен обеспечить требования холодного и горячего пуска, а также останова энергоблока.

Система оснащена устройствами автоматического регулирования давления уплотнений, устройствами сброса избыточного давления и устройствами отсоса пара уплотнений. Система проектируется изготовителем турбины, и основное оборудование также поставляется изготовителем турбины.

5.5 Система сжигания и пылеприготовления

5.5.1 Система пылеприготовления

Для данного проекта рекомендуется пылесистема прямого вдувания под наддувом со среднеходными мельницами и дутьевыми вентиляторами холодного первичного воздуха.

Каждый котёл оснащён шестью стальными угольными бункерами. Запас угля в пяти бункерах достаточен для покрытия расхода угля при работе в течение 8 часов на максимальной длительной производительности котла (BMCR) на проектной марке угля. Каждому угольному бункеру соответствуют один электронный весовой питатель угля и одна среднеходная угольная мельница.

Каждый котёл оснащён шестью среднеходными угольными мельницами, одна из которых является резервной. При размоле проектной марки угля суммарная производительность пяти

работающих мельниц (без резервной) обеспечивает 110 % расхода угля при BMCR. При размоле поверочных марок угля суммарная производительность всех мельниц (в состоянии перед капитальным ремонтом) обеспечивает расход угля при BMCR. Каждый котёл оснащён двумя центробежными вентиляторами уплотняющего воздуха 100 %-ной производительности: один в работе, один в резерве.

5.5.2 Система воздуха и дымовых газов

Применяется трёхсекторный регенеративный воздухоподогреватель (типа Люнгстрём), состоящий из газовой секции, секции первичного воздуха и секции вторичного воздуха. За счёт оптимизации уплотнительной конструкции воздухоподогревателя присосы воздуха удерживаются на уровне ≤ 4 % в течение одного года и $\leq 4,5$ % в течение одного межремонтного периода капитального ремонта.

Система первичного воздуха главным образом подаёт горячий воздух для подсушки угля и транспортировки пылевидного угля к мельницам, а также присадочный (холодный) воздух для мельниц. Система оснащена двумя осевыми вентиляторами первичного воздуха с поворотными лопатками производительностью 50 % каждый, каждый со входным глушителем. Система вторичного воздуха подаёт воздух для горения в топку. Система оснащена двумя осевыми вентиляторами вторичного воздуха с поворотными лопатками производительностью 50 % каждый, каждый со входным глушителем.

Для предотвращения низкотемпературной коррозии холодного конца воздухоподогревателя при низкой температуре окружающего воздуха установлены паровые калориферы для первичного и вторичного воздуха.

Система оснащена двумя двухкамерными пятипольными низкотемпературными электрофильтрами (КПД предварительно принят не менее 99,966 %).

В газовом тракте дымовые газы отбираются из топки дымососами, проходят через хвостовые поверхности нагрева, систему денитрификации (SCR), воздухоподогреватель, электрофильтр, систему десульфуризации и выбрасываются в атмосферу через дымовую трубу. Установлены два осевых дымососа с электроприводом производительностью 50 % каждый. Дожимной вентилятор на десульфуризационном острове не предусмотрен; его функция интегрирована в дымососы. При работе байпаса десульфуризации дымососы используют частотное регулирование скорости. Четыре котла используют одну дымовую трубу с четырьмя стволами.

На выходе дымососов установлены плотные заслонки для целей отсечения. Для данного проекта предусмотрен байпас десульфуризации для обеспечения нормальной работы энергоблока при выводе системы десульфуризации из работы из-за неисправности.

Для данного проекта установлена система денитрификации дымовых газов как неотъемлемая часть системы. Байпасный газоход для реактора SCR не предусмотрен.

5.5.3 Вспомогательные сооружения

1) Вспомогательные мастерские

Вспомогательные мастерские данного проекта включают лабораторию металлов, лабораторию КИП, электролабораторию, ремонтную мастерскую и склад запасных частей. Необходимое оборудование и строительные площади будут предусмотрены в соответствии с действующими нормативами.

2) Помещение воздушных компрессоров

Для теплотехнической части предлагается шесть центробежных воздушных компрессоров производительностью 140 м³/мин, оснащённых шестью адсорбционными осушителями с использованием теплоты сжатия без расхода воздуха производительностью 150 м³/мин.

Предусмотрены четыре ресивера приборного воздуха объёмом 75 м³ и два ресивера общестанционного воздуха объёмом 50 м³. Воздушные компрессоры размещаются в помещении дымососов энергоблока № 1.

3) Помещение пускового котла

Для данного проекта новое помещение пускового котла не строится. Пар для пуска будет подаваться по паропроводу от соседней ГРЭС-2.

4) В данном проекте применяется микромасляный розжиг с сохранением крупных мазутных форсунок, при этом в качестве вспомогательного топлива используется лёгкое дизельное топливо. Согласно требованию норм проектирования, «общестанционная диизельная система должна проектироваться исходя из суммы максимального расхода растопочного топлива и максимального расхода вспомогательного топлива».

С учётом применения микромасляного розжига для данного проекта и на основе опыта эксплуатации аналогичных проектов на данном этапе предусмотрены два бака хранения дизеля объёмом 300 м³. Днище бака оснащено поверхностным трубчатым подогревателем, а крыша бака — трубопроводами орошения охлаждающей водой и пенного пожаротушения.

Вокруг двух дизельных баков должна быть устроена противопожарная обваловка. Дизельная насосная должна быть оснащена тремя дизелеподающими насосами производительностью 50 % каждый, двумя шестерёнчатыми насосами слива масла и соответствующей системой очистки нефтесодержащих стоков..

5.6 Система золошлакоудаления

5.6.1 Количество золы и шлака, выгружаемых из котлов, приведено в таблице ниже.

Таблица 5.6-1 Количество золы и шлака

Количество золы и шлака		Часовое количество золы и шлака (т/ч)			Суточное количество золы и шлака (т/сут)			Годовое количество золы и шлака (10 ⁴ т/год)		
		Зола	Шлак	Зола и шлак	Зола	Шлак	Зола и шлак	Зола	Шлак	Зола и шлак
расчётный уголь	1×660MW	145.54	16.18	161.72	2910.80	323.60	3234.40	97.02	10.79	107.80
	4×660MW	582.16	64.72	646.88	11643.20	1294.4	12937.60	388.08	43.16	431.20
поверочный уголь 1	1×660MW	97.64	10.85	108.49	1952.80	217.00	2169.80	65.09	7.23	72.32
	4×660MW	390.56	43.40	433.96	7811.20	868.00	8679.20	260.36	28.92	289.28
поверочный уголь 2	1×660MW	113.89	12.66	126.55	2277.80	253.20	2531.00	75.92	8.44	84.36
	4×660MW	455.56	50.64	506.20	9111.20	1012.8	10124.0	303.68	33.76	337.44

Примечание:

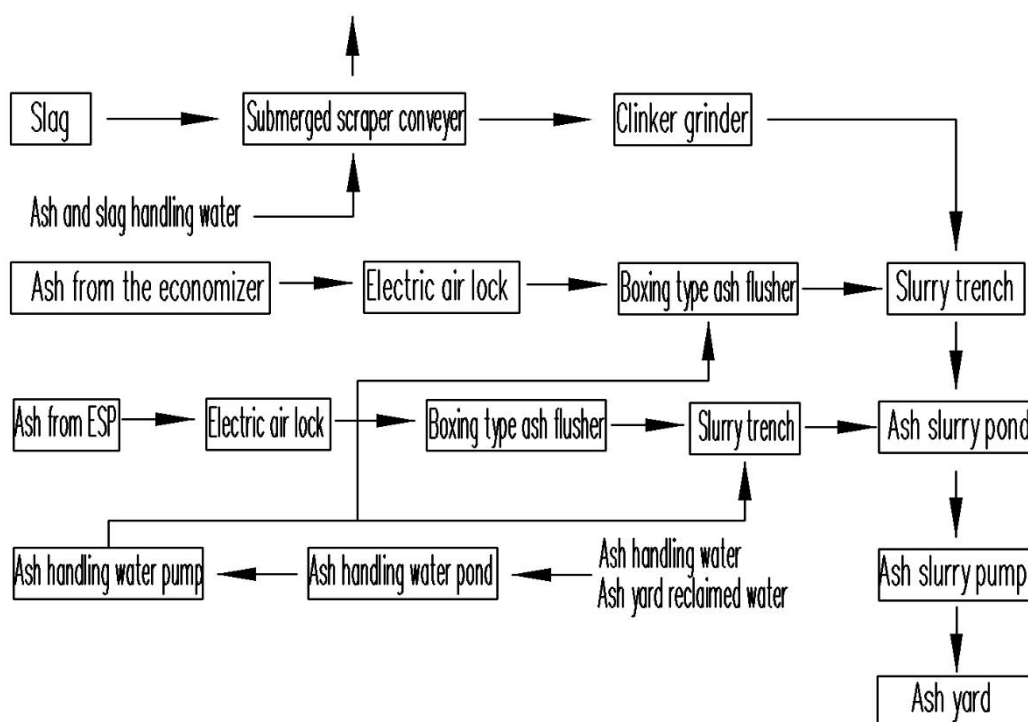
- 1) Суточное время использования: 20 часов, годовое время использования: 6666 часов.
- 2) Соотношение распределения золы и шлака предварительно принято: шлак 10 %, зола 90 %; окончательное соотношение золы и шлака определяется по данным котла.
- 3) Количество породного угля (на котёл): расчётный уголь 1,73 (т/ч), поверочный уголь 1 — 1,43 (т/ч), поверочный уголь 2 — 1,52 (т/ч), предварительно принято как 0,5 % расхода угля.

5.6.2 Проектирование системы гидравлического золошлакоудаления

5.6.2.1 Технологическая схема

Технологический процесс системы гидравлического золошлакоудаления подробно приведён на чертеже № 60-Q29831K-C01-01 «Схема системы гидравлического золошлакоудаления».

Рисунок 5.5-1 Технологическая схема системы гидравлического золошлакоудаления



5.6.2.2 Технологический поток системы

Шлак, выгружаемый из котла, охлаждается и гранулируется охлаждающей водой, затем непрерывно извлекается погружным скребковым транспортёром, дробится шлакодробилкой и выгружается в шламовый канал, после чего самотёком поступает в золошлаковый бассейн.

Зола из экономайзера проходит через шиберный затвор и электрический шлюзовой затвор, смешивается с водой до образования пульпы в коробчатом золосмывном аппарате, затем выгружается в шламовый канал, смешивается со шлаком и совместно поступает в золошлаковый бассейн.

Зола из каждого электрического поля электрофильтра проходит через шиберный затвор и электрический шлюзовой затвор, смешивается с водой до образования пульпы в коробчатом золосмывном аппарате, затем выгружается в шламовый канал и самотёком поступает в золошлаковый бассейн.

Золошлаковая пульпа из золошлакового бассейна напрямую транспортируется на гидравлический золоотвал насосом золошлаковой пульпы по шламопроводу.

Каждый котёл оснащён одним погружным скребковым транспортёром производительностью 17–70 т/ч, размещённым на нулевой отметке котельного отделения. Каждый котёл оснащён одной шлакодробилкой производительностью 70 т/ч, размещённой на выходе погружного

скребкового транспортёра, которая дробит извлечённый транспортёром шлак до размера менее 25 мм.

Два котла образуют один блок, оснащённый одним золошлаковым бассейном и четырьмя группами двухступенчатых последовательно соединённых насосов золошлаковой пульпы (ориентировочный расход $Q=2200 \text{ м}^3/\text{ч}$, $P=0,8 \text{ МПа}$), две группы в работе и две в резерве; три шламопровода, два в работе и один в резерве. Шлак и зола из экономайзера работают непрерывно, и зола из первого электрического поля электрофилтра также работает непрерывно. Второе электрическое поле может работать как непрерывно, так и периодически; при периодической работе вторые электрические поля двух котлов работают поочерёдно по 4 часа за смену. Третье, четвёртое и пятое электрические поля работают периодически, то есть соответствующие электрические поля двух котлов работают поочерёдно по 4 часа за смену. Общестанционная система золошлакоудаления работает непрерывно.

Поскольку удаление золы из второго, третьего, четвёртого и пятого электрических полей электрофилтра ведётся в периодическом режиме, для обеспечения равномерной и плавной выгрузки золы из золовых бункеров золовой бункер электрофилтра оснащается комплектом системы аэрации золового бункера. На каждые 2 котла предусмотрены 3 аэрационные воздуходувки для электрофилтра, 2 в работе и 1 в резерве; каждый котёл оснащён 1 электрическим воздухоподогревателем для подогрева аэрационного воздуха золового бункера с целью повышения температуры золы и предотвращения конденсации.

Охлаждающая вода бункера донного шлака поступает из золоудалительной воды, предоставляемой разделом водоснабжения, источником которой является продувка циркуляционной воды и другие источники. Смывная вода золы и шлака подаётся насосами золоудалительной воды. На 2 котла предусмотрены 3 насоса золоудалительной воды (ориентировочный расход $Q=2000 \text{ м}^3/\text{ч}$, $P=1,1 \text{ МПа}$), 2 в работе и 1 в резерве. Подпиточная вода пруда золоудалительной воды поступает из продувки циркуляционной воды, оборотной воды золоотвала и других источников. Подпиточный трубопровод пруда золоудалительной воды оснащён электрозадвижкой, сблокированной с уровнем пруда для регулирования уровня воды. Пруд также оснащён переливной трубой для предотвращения перелива воды. Смывная вода для внешнего шламопровода поступает из воды обратной промывки золопровода, предоставляемой разделом водоснабжения. На 4 котла предварительно

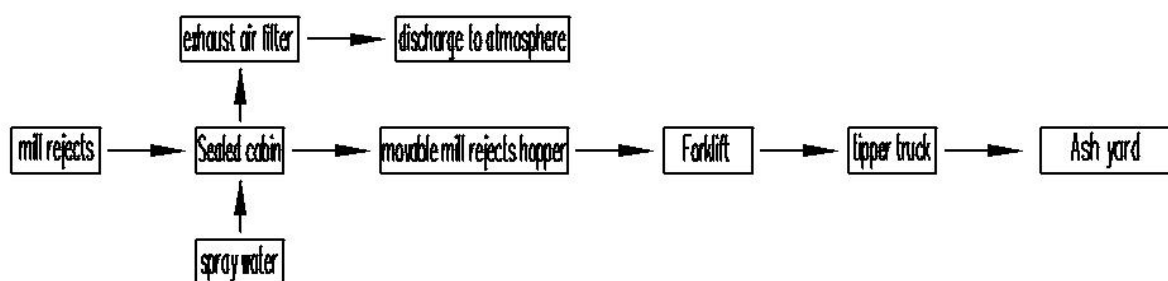
предусмотрено 6 внешних шламопроводов (DN600), 4 в работе и 2 в резерве.

5.6.3 Система удаления отходов размола (породного угля)

Система удаления отходов размола проектируется с применением простого механического способа обработки: породный уголь собирается в герметичный передвижной бункер породного угля, затем вывозится из котельного отделения вилочным погрузчиком. Каждая среднеходная угольная мельница оснащается одним комплектом трубопровода выгрузки породного угля, клапаном, уплотнительной камерой, передвижным бункером породного угля и устройством сигнализации по массе; каждый котёл дополнительно оснащается одним передвижным бункером породного угля в качестве общего резерва. При нормальной работе системы вторичный отсечной затвор выгрузки породного угля должен быть открыт (первичный отсечной затвор при нормальных условиях постоянно открыт и используется только при негерметичности вторичного затвора), и породный уголь выгружается в передвижной бункер под равным давлением через трубопровод. После заполнения бункера породного угля и срабатывания сигнализации вторичный отсечной клапан выгрузки закрывается. После сброса давления в бункере породного угля он вывозится из котельного отделения вилочным погрузчиком, выгружается в самосвал и транспортируется на золоотвал для складирования или на площадку комплексной утилизации. На каждые два котла предусмотрены два виловых погрузчика.

Технологическая схема простой механической системы обработки породного угля приведена ниже:

Рисунок 5.6-2 Технологическая схема простой механической системы удаления отходов размола



5.6.4 Система водоснабжения и водоотведения золошлакоудаления

В данном проекте система шлакоудаления выполнена по схеме гидравлического шлакоудаления низкой концентрации, а охлаждающая вода для бункера шлака поступает из

продувки, предоставляемой разделом водоснабжения.

Система золоудаления выполнена по схеме гидравлического золоудаления низкой концентрации и оснащена прудом золоудалительной воды. Подпиточная вода пруда предположительно использует продувку циркуляционной воды и оборотную воду золоотвала.

5.7 Система десульфуризации дымовых газов (FGD)

5.7.1 Выбор процесса десульфуризации

1) Определение эффективности десульфуризации

Данный проект включает одновременную установку систем десульфуризации дымовых газов (FGD) для четырёх энергоблоков 660 МВт. В соответствии с природоохранными нормами эффективность десульфуризации должна достигать $\geq 98,2\%$, при концентрации выбросов SO_2 не более 35 мг/нм^3 .

2) Выбор процесса десульфуризации дымовых газов

Данный проект предусматривает установку четырёх энергоблоков 660 МВт с одновременным строительством системы десульфуризации дымовых газов (FGD). Проектное содержание серы в угле составляет $0,51\%$, а проверенные значения содержания серы для испытанных проб угля — $0,63\%$ и $0,40\%$ соответственно. Система FGD рассчитана на энергоблоки большой мощности, обрабатывающие значительные объёмы дымовых газов с высокой эффективностью десульфуризации.

В настоящее время в мире существует более 200 процессов десульфуризации. После десятилетий непрерывных исследований и практики на тепловых электростанциях реализовано лишь около 10 процессов десульфуризации. К наиболее широко применяемым процессам десульфуризации дымовых газов относятся: мокрый известняково-гипсовый процесс десульфуризации; сухой процесс десульфуризации с циркулирующим псевдоожиженным слоем; десульфуризация морской водой; полусухой процесс десульфуризации с распылением во вращающемся реакторе; процесс десульфуризации с вводом кальция в топку в сочетании с увлажнением и активацией в хвостовом газоходе; а также мокрые аммиачные или магниевые процессы десульфуризации дымовых газов.

Мокрый известняково-гипсовый процесс десульфуризации дымовых газов в настоящее время является наиболее широко применяемой и технологически зрелой технологией десульфуризации в мире. В этом процессе в качестве абсорбента используется известняк;

после размола известняк образует шлам, поглощающий SO₂ из дымовых газов. Система достигает эффективности десульфуризации свыше 95–99 %, что делает её наиболее освоенным решением десульфуризации дымовых газов для угольных энергоблоков мощностью свыше 300 МВт как внутри страны, так и за рубежом, с опытом эксплуатации множества энергоблоков мощностью 660 МВт и выше. С учётом технологической зрелости и надёжности, низкой стоимости и доступности абсорбента (известняка), комплексной утилизации побочного продукта — гипса — и обширного опыта эксплуатации и обслуживания, для данного проекта рекомендуется мокрый известняково-гипсовый процесс десульфуризации дымовых газов.

5.7.2 Источник и расход абсорбента

1) Требования к качеству известняка

Требования к качеству известняка, используемого для десульфуризации:

Содержание карбоната кальция в известняке: ≥ 90 % (на сухую массу)

Размер частиц загружаемого известняка: ≤ 20 мм

Содержание карбоната магния: ≤ 3 %

Содержание диоксида кремния: ≤ 3 %

Активность известняка: время, необходимое для растворения 80 % известняка, не должно превышать 60 минут.

В настоящее время заказчик проверяет источник и качество известняка для заключения соответствующих договоров поставки, обеспечивая получение электростанций известняковых блоков, отвечающих как требуемой дозировке для десульфуризации, так и стандартам качества.

2) Расход известняка

Исходя из эффективности десульфуризации 98,2 %, соотношения Ca/S 1,03 и содержания CaCO₃ 90 %, требуемое количество известняка для десульфуризации энергоблоков 4×660 МВт данного проекта приведено в таблице 5.7-1:

Табл. 5.7-1 Расход известняка

Качество угля	Мощность энергоблока (МВт)	Часовой расход (т/ч)	Суточный расход (т/сут)	Годовой расход (10 ⁴ т/год)
Расчётная марка угля	1×660	5.52	110.3	3.68
	4×660	22.06	441.2	14.71
Поверочная марка угля 1	1×660	5.61	112.2	3.74
	4×660	22.43	448.7	14.96

Поверочная марка угля 2	1×660	3.80	76.0	2.53
	4×660	15.20	304.0	10.13

Примечание: суточное время использования — 20 часов, годовое время использования — 6666 часов.

5.7.3 Транспортировка абсорбента

Для данного проекта известняк планируется перерабатывать методом мокрого размол в шлам. Закупленные известняковые блоки с размером частиц ≤ 20 мм будут доставляться самосвалами на площадку складирования известняка на территории станции.

5.7.4 Обработка гипса десульфуризации

Побочным продуктом мокрой известняково-гипсовой десульфуризации является гипс десульфуризации, который находит широкое применение в различных отраслях, таких как цементная промышленность и производство стройматериалов, строительство и сельское хозяйство.

Гипс десульфуризации следует прежде всего комплексно утилизировать в целях охраны окружающей среды, экономии земель, предотвращения нерационального использования ресурсов и получения определённой экономической выгоды. После полного обезвоживания гипс десульфуризации данного проекта следует в первую очередь направлять потребителям, занимающимся комплексной утилизацией; при невозможности комплексной утилизации обезвоженный гипс должен транспортироваться на склад для отдельного хранения.

Объём выгрузки гипса десульфуризации для энергоблоков 4×660 МВт данного проекта приведён в таблице 5.7-2..

Табл. 5.7-2 Объём выгрузки гипса

Качество угля	Мощность энергоблока (МВт)	Часовая выгрузка (t/h)	Суточная выгрузка (t/d)	Годовая выгрузка (104t/a)
Расчётная марка угля	1×660	10.23	204.7	6.82
	4×660	40.94	818.7	27.29
Поверочная марка угля 1	1×660	10.41	208.1	6.94
	4×660	41.63	832.5	27.75
Поверочная марка угля 2	1×660	7.05	141.0	4.70
	4×660	28.20	564.1	18.80

Примечание: суточное время использования — 20 часов, годовое время использования — 6666 часов.

5.7.5 Проектное предложение по десульфуризации дымовых газов

(1) Основные проектные параметры

Табл. 5.7-3 Основные проектные параметры десульфуризации

№	Показатель	Ед. изм.	Расчётная марка угля	Поверочная марка угля 1	Поверочная марка угля 2
1	Расход влажных дымовых газов на входе FGD	нм³/ч	4×2012519.62	4×1982077.05	4×2009173.68
2	Расход сухих дымовых газов на входе FGD	нм³/ч	4×1890580.36	4×1868165.87	4×1886515.35
3	Температура дымовых газов на входе FGD	°C	136	129	129
4	Концентрация SO ₂ на входе FGD	мг/нм³	1637	1685	1130
5	Концентрация пыли на входе FGD	мг/нм³	30.40	20.80	24.0
6	Эффективность сероудаления FGD	%	98.2	98.2	98.2
7	Сопутствующая эффективность пылеудаления FGD	%	75	75	75
8	Концентрация SO ₂ на выходе FGD	мг/нм³	≤35	≤35	≤35
9	Концентрация пыли в дымовых газах на выходе FGD	мг/нм³	≤10	≤10	≤10
10	Температура дымовых газов на выходе FGD	°C	45~50	45~50	45~50
11	Эффективность удаления SO ₂	т/ч	4×3.084	4×3.137	4×2.125

(2) Технологическая система и оборудование десульфуризации

Технологическая система мокрой известняково-гипсовой десульфуризации дымовых газов состоит из газового тракта, системы абсорбции SO₂, системы приготовления известнякового шлама, системы обезвоживания гипса, системы выгрузки шлама, системы технического водоснабжения и системы сжатого воздуха.

① Система приготовления известнякового шлама

Для процесса мокрой десульфуризации данного проекта для приготовления известнякового шлама предлагается станционная мокрая мельница.

Закупленные известняковые блоки с размером частиц ≤20 мм доставляются самосвалами на склад известняка станции. Затем они дважды перегружаются перед выгрузкой в приёмный бункер, откуда известняк подаётся питателем и ковшовым элеватором в силос известняка. Под силосом установлен весовой ленточный питатель для равномерной подачи известняка в мокрую мельницу. После размола с водой образующийся шлам поступает в бак циркуляции

шлама и насосом циркуляции шлама подаётся в гидроциклон: более крупные частицы возвращаются в мельницу, а более мелкие поступают в бак готового известнякового шлама. Полученный шлам имеет концентрацию примерно 20–30 %. Известняковый шлам затем по трубопроводам перекачивается в абсорбционную башню.

В данном проекте для всех четырёх котлов используется единая система приготовления известнякового шлама. Система включает три мокрые шаровые мельницы, каждая из которых рассчитана на производство 50 % требуемого объёма шлама в режиме BMCR при сжигании проектной марки угля, при этом две в работе и одна в резерве. Продукты размол имеют размер частиц $\leq 0,044$ мм (325 меш) при проходе 90 %.

Должна быть устроена одна площадка складирования известняка, ёмкость которой рассчитывается исходя из расхода известняка для четырёх котлов за 10-дневный период данного проекта.

Предусмотрены два бункера хранения известняка, ёмкость каждого из которых рассчитана исходя из расхода известняка системой десульфуризации за три дня при работе двух энергоблоков на проектной марке угля.

Установлены два бака готового известнякового шлама, ёмкость каждого из которых достаточна для покрытия шестичасовой потребности системы десульфуризации для двух энергоблоков, работающих на проектной марке угля на данном этапе проекта, и которые служат буферными и накопительными ёмкостями для кондиционного известнякового шлама.

Каждый котёл оснащён двумя центробежными перекачивающими насосами шлама — один в работе и один в резерве — для подачи шлама из бака готового шлама в абсорбционную башню.

② Система абсорбции и окисления SO₂

Система абсорбции SO₂ выполнена по блочной схеме: на каждый котёл устанавливается одна система абсорбционной башни. Абсорбционная башня выполнена как одnobашенная установка противоточного распылительного типа. Система состоит главным образом из абсорбционной башни, каплеуловителя, насоса циркуляции шлама, распылительной системы и окислительного вентилятора.

Абсорбционная башня мокрой десульфуризации дымовых газов совмещает множество функций, включая пылеудаление, десульфуризацию и окисление. Многоярусные форсунки равномерно распыляют шлам в виде тумана по всей башне, заполненной дымовыми газами.

SO₂ в дымовых газах вымывается шламом и реагирует с CaCO₃, содержащимся в шламе, внутри абсорбционной башни. В нижней части башни смесь подвергается принудительному окислению воздухом, подаваемым окислительным вентилятором в бассейн рециркуляционного шлама, в результате чего образуется стабильный гипс, который выгружается из абсорбционной башни насосом выгрузки гипса и направляется в систему обезвоживания гипса.

Дымовые газы после промывки и десульфуризационной очистки представляют собой влажные дымовые газы, содержащие капли жидкости. В верхней выходной части абсорбционной башни установлен трёхступенчатый каплеуловитель гребневого типа или каплеуловитель пучкового типа. Влажные дымовые газы проходят через каплеуловитель, удаляющий большую часть капель жидкости, уносимых десульфуризованными дымовыми газами, обеспечивая снижение концентрации капель ниже 20 мг/нм³ (на сухую массу) перед выбросом.

В данном проекте применяется однобашенная схема противоточного распыления, по одной башне на каждый котёл. Абсорбционная башня выполнена из углеродистой стали с антикоррозионной футеровкой из стеклянных чешуек; в её основании устроен окислительный бак шлама, оснащённый боковой мешалкой. Внутри башни установлен слой равномерно распределённых устройств повышения эффективности, а в верхней части — каплеуловитель. Во входной части башни установлена система аварийного охлаждающего орошения, состоящая из системы промывной воды каплеуловителя и форсунок на входном газоходе, предназначенная для защиты как футеровки башни, так и каплеуловителя.

В качестве насоса циркуляции шлама абсорбционной башни применяется центробежный коррозионностойкий шламовый насос. Каждая абсорбционная башня оснащена четырьмя насосами, выполненными по модульной схеме — каждый соответствует одному ярусу распыления, — и резервные насосы не предусматриваются.

Каждая абсорбционная башня оснащена двумя центробежными окислительными вентиляторами производительностью 100 %: один в работе, один в резерве.

Каждая абсорбционная башня оснащена двумя насосами выгрузки гипса производительностью 100 %: один в работе, один в резерве.

③ Газовый тракт

Газовый тракт данного проекта имеет байпасный газоход производительностью 100 %.

Система выполнена по блочной схеме и состоит главным образом из газоходов и газовых заслонок. Газо-газовый теплообменник (GGH) не устанавливается, а дожимной вентилятор интегрирован с дымососом; сопротивление установки десульфуризации преодолевается дымососом.

Дымовые газы отбираются из главного газохода за дымососом котла и поступают в абсорбционную башню через входную заслонку исходного газохода. Внутри абсорбционной башни газ подвергается десульфуризации и очистке, затем каплеудалению через каплеуловитель, в результате чего достигается почти насыщенная влажность при температуре примерно 45–50 °С. Затем газ выходит через выходную заслонку чистого газохода и сбрасывается в дымовую трубу. На главном газоходе установлена байпасная заслонка; при пуске котла или останове системы FGD дымовые газы сбрасываются через эту байпасную заслонку в дымовую трубу.

Каждая установка десульфуризации оснащена одной входной и выходной заслонкой дымовых газов, а также одной байпасной заслонкой, всего четыре комплекта. Как входные/выходные, так и байпасные заслонки выполнены по одновальной двухстворчатой схеме с уплотнением воздухом.

Каждая входная/выходная и байпасная заслонка оснащена системой уплотняющего воздуха, состоящей из двух уплотняющих вентиляторов (один в работе, один в резерве) и одного подогревателя. Уплотняющая среда — воздух.

Система десульфуризации оснащена байпасным газоходом производительностью 100 % как для пуска котла, так и для операций технического обслуживания системы. При нормальной работе байпасная заслонка закрыта, а входная и выходная заслонки FGD открыты, что позволяет дымовым газам проходить очистку в установке десульфуризации. При отказе оборудования или техническом обслуживании заслонки FGD закрываются, а байпасная заслонка открывается, обеспечивая прямой сброс дымовых газов от золоуловителя через байпасный газоход дымососом.

④ Система обезвоживания гипса

Гипсовый шлам, выгружаемый из абсорбционной башни десульфуризации, содержит твёрдую фазу концентрацией примерно 15–20 %. После сгущения в гидроциклоне шлам подаётся в вакуумную обезвоживающую установку. Поверхностная влажность обезвоженного твёрдого

гипса не превышает 10 %, и обезвоженный гипс хранится на складе гипса для транспортировки. Сливная жидкость, отделённая гидроциклоном, частично возвращается в абсорбционную башню в качестве подпиточной воды, а остаток перекачивается как сточная вода десульфуризации к выпуску. В процессе обезвоживания установлена система промывки гипса и фильтровальной ткани для их очистки, при этом промывная вода рециркулируется. Фильтрат из обезвоживающей установки перекачивается обратно в систему приготовления шлама или в бак шлама абсорбционной башни.

На данном этапе четыре котла используют единую систему обезвоживания гипса. Система включает три вакуумные ленточные обезвоживающие машины, каждая из которых рассчитана на обработку 50 % объёма выгрузки гипса установки десульфуризации в режиме BMCR на проектной марке угля, при этом две в работе и одна в резерве.

Устроить склад гипса ёмкостью, достаточной для размещения 48-часовой выработки гипса четырьмя котлами на данном этапе.

⑤ Система аварийного слива шлама

При возникновении аварии в системе десульфуризации, требующей технического обслуживания, шлам внутри абсорбционной башни выгружается насосом выгрузки гипса в аварийный бак шлама и служит гипсовой затравкой для повторного пуска башни. При остановках шламопроводы и насосы установки FGD должны промываться; промывная вода собирается в специальных сборных приемках в каждой зоне и затем перекачивается либо в аварийный бак шлама, либо в бассейн шлама абсорбционной башни.

Для данного проекта на каждые два энергоблока устанавливаются один аварийный бак шлама и один возвратный насос аварийного шлама.

Каждая абсорбционная башня оснащена сборным приемком, а зона приготовления известнякового шлама и зона обезвоживания гипса имеют собственные сборные приемки.

⑥ Система технического водоснабжения

Система технической воды устанавливается по одной на каждые два энергоблока 660 МВт на данном этапе, всего две установки.

Расход технической воды включает главным образом воду для системы известнякового шлама и подпиточную воду абсорбционной башни, воду для промывки каплеуловителя, воду для охлаждения и увлажнения окислительного воздуха, воду для охлаждения и уплотнения

насосов и вентиляторов, воду для промывки фильтровальной ткани гипса и воду для промывки шламопроводов и оборудования при останове.

Каждая система оснащена одним баком технической воды и двумя насосами технической воды (один в работе, один в резерве); она также имеет три насоса промывной воды каплеуловителя, два в работе и один в резерве.

⑦ Система сжатого воздуха

Система десульфуризации не имеет самостоятельной системы сжатого воздуха; вместо этого она будет снабжаться централизованно от компрессорной станции главного корпуса.

Приборный сжатый воздух используется для всех пневматических операций оборудования десульфуризации, включая приборы и устройства управления, а общетехнический сжатый воздух обслуживает механическое оборудование, пневмоинструмент и работы по обслуживанию на объекте. В зоне десульфуризации установлен ресивер сжатого воздуха.

(3) Общая компоновка установки десульфуризации

В данной компоновке установка десульфуризации размещается снаружи, у задней дымовой трубы котла. Главный газопровод десульфуризации ответвляется от боковой стороны главного газопровода, поступает в абсорбционную башню после прохождения входной заслонки, а чистый газопровод возвращается напрямую к боковой стороне главного газопровода от верха башни.

Абсорбционная башня располагается параллельно главному газопроводу, при этом рядом с ней размещаются помещение насосов циркуляции шлама и окислительных вентиляторов.

Поскольку данный проект расположен в районе с суровым холодным климатом, зона ниже бассейна шлама абсорбционной башни закрыта, а ограждающая конструкция объединена с помещением циркуляционных насосов. Аварийный бак шлама, примыкающий к насосному помещению, полностью закрыт. Операторская площадка клапанов промывной воды каплеуловителя абсорбционной башни и комплексная опорная рама десульфуризации также проектируются закрытыми и отапливаемыми.

Четыре установки приготовления известнякового шлама и оборудования обезвоживания гипса являются общими и централизованно размещаются в здании, примыкающем к зоне абсорбции десульфуризации.

(4) Электрическая часть десульфуризации дымовых газов

Высоковольтная нагрузка десульфуризации предварительно питается напрямую от рабочей

секции 10 кВ соответствующего энергоблока; отдельная высоковольтная секция десульфуризации на десульфуризационном острове не устанавливается.

Каждый энергоблок в данной компоновке оснащён низковольтным рабочим трансформатором десульфуризации, который получает питание от линий 10 кВ главного корпуса для обоих энергоблоков, при этом два трансформатора десульфуризации служат взаимным резервом. Десульфуризационный остров имеет низковольтную секцию надёжного питания, которая в нормальном режиме питается от рабочего трансформатора десульфуризации; при авариях питание переключается на дизель-генераторы в главном корпусе.

(5) Раздел тепловой автоматики десульфуризации дымовых газов

Система десульфуризации энергоблока интегрирована в DCS энергоблока для управления, а общая система десульфуризации для всех четырёх энергоблоков управляется через вспомогательную сеть DCS. Пункты управления расположены в централизованном щите управления, где контроль системы десульфуризации выполняется с операторской станции с ЖК-дисплеем DCS энергоблока. Локально размещены пять операторско-инженерных станций DCS, используемых исключительно при пусконаладке, опытной эксплуатации и поиске неисправностей. Базовые функции контроля включают: систему сбора данных (DAS), систему аналогового управления (MCS) и систему последовательного управления (SCS). Приборное оснащение системы десульфуризации поставляется в составе комплектной установки десульфуризации.

(6) Строительная часть

Строительные сооружения в зоне десульфуризации включают насосы циркуляции шлама, помещения окислительных вентиляторов, здание технологического процесса десульфуризации, опоры газоходов и опоры трубопроводов. Все сооружения выполнены на стальном каркасе, с самостоятельными фундаментами.

Архитектурный стиль и стандарты отделки соответствуют зданиям станции.

5.8 Система денитрификации дымовых газов

5.8.1 Выбор процесса установки денитрификации дымовых газов

Котёл должен применять технологию низкоэмиссионного сжигания (low-NO_x). Концентрация выбросов NO_x на выходе из топки предварительно принимается менее 250мг/нм³.

Одновременно сооружается установка денитрификации дымовых газов. Установка

денитрификации проектируется по технологии селективного каталитического восстановления (SCR), в качестве восстановителя денитрификации выбирается карбамид, а разложение карбамида осуществляется по процессу гидролиза. При расчётной и поверочных марках угля, при максимальной длительной производительности котла (B-MCR) и обработке 100 % расхода дымовых газов эффективность денитрификации принимается равной 83.4%. Слои катализатора komponуются по схеме «2+1». Диапазон нагрузок работы системы денитрификации соответствует диапазону регулирования энергоблока, то есть от минимальной нагрузки устойчивого горения котла до 100 % нагрузки. Температура дымовых газов при работе системы денитрификации составляет примерно более 300°C. Установка денитрификации размещается в газоходе между экономайзером и воздухоподогревателем либо в газоходе между двумя ступенями экономайзера (когда котёл имеет ступенчатый экономайзер).

Технология денитрификации дымовых газов SCR является передовой, зрелой и надёжной технологией, широко применяемой во всём мире.

Принцип процесса денитрификации SCR: смесь аммиака и воздуха определённой температуры впрыскивается в газоход и тщательно перемешивается с дымовыми газами котла определённой температуры. Полностью перемешанная смесь дымовых газов, воздуха и аммиака проходит через специально скомпонованный слой катализатора в устройстве, называемом реактором SCR. Под действием катализатора NOx в дымовых газах вступает в достаточную химическую реакцию восстановления с аммиаком на поверхности катализатора, образуя N₂ и H₂O.

В режиме B-MCR концентрация выбросов NOx на выходе SCR должна быть менее 50 мг/нм³ (при 6 % O₂).

5.8.2 Хранение и приготовление восстановителя

Система хранения и приготовления восстановителя: для денитрификации данного проекта применяется метод SCR. Восстановитель — карбамид. Для данного проекта для процесса приготовления восстановителя рекомендуется технология гидролиза карбамида.

- Система хранения и подачи раствора карбамида

Технологический процесс системы следующий:

Затаренный карбамид → ковшовый элеватор → бак растворения карбамида → насос

растворения карбамида → бак хранения раствора карбамида → перекачивающий насос раствора карбамида → реактор гидролиза.

Затаренный гранулированный карбамид, доставляемый на объект, хранится в складе карбамида (рассчитанном на 5-дневный запас затаренного карбамида для двух энергоблоков) и подаётся в бак растворения карбамида ковшовым элеватором. В баке растворения сухой карбамид растворяется обессоленной водой до образования раствора карбамида концентрацией 50 %. Растворённый карбамид направляется насосом растворения в бак хранения раствора карбамида, а затем перекачивающим насосом — в реактор гидролиза. Система приготовления восстановителя является общей для всех энергоблоков.

5.8.3 Расход восстановителя

Таблица 5.8.3-1 Расход карбамида

Мощность энергоблока и марка угля	кг/ч	кг/д	т/а
1×660МВт			
Расчётный уголь	483	9,666	3,222
Поверочный уголь 1	476	9,516	3,172
Поверочный уголь 2	482	9,637	3,212
4×660МВт			
Расчётный уголь	1,933	38,666	12,887
Поверочный уголь 1	1,903	38,066	12,687
Поверочный уголь 2	1,927	38,549	12,848

5.9 Система топливоподачи

Объём проектирования системы топливоподачи охватывает весь технологический процесс от разгрузки угля при прибытии состава на границу станции до подачи угля в бункер сырого угля. Он включает проектирование полной технологической системы топливоподачи, охватывающей разгрузку угля, хранение угля, железоотделение, дробление, транспортировку и отбор проб.

Данный проект является новым строительством. Проектная мощность текущего этапа —

энергоблоки 4×660 МВт, и система топливоподачи проектируется в соответствии с энергоблоками 4×660 МВт.

5.9.1 Расход угля

Табл. 5.9-1 Расход угля

		<i>т/ч</i>	<i>т/сут</i>	<i>10⁴т/год</i>
1×660MW	<i>Расчётный уголь</i>	346.86	6937.20	231.22
	<i>Поверочный уголь 1</i>	285.70	5714.00	190.45
	<i>Поверочный уголь 2</i>	304.79	6095.89	203.18
4×660MW	<i>Расчётный уголь</i>	1387.44	27748.80	924.87
	<i>Поверочный уголь 1</i>	1142.80	22856.00	761.79
	<i>Поверочный уголь 2</i>	1219.18	24383.56	812.70

5.9.2 Внешняя система топливоподачи

Для текущих энергоблоков 4×660 МВт годовое потребление угля при расчётной марке составляет примерно 9,2487 млн тонн в год, полностью обеспечиваемое открытыми угольными разрезами Северного горнодобывающего участка. В пределах зоны открытого разреза предлагается построить новый продольный угольный склад, оснащённый роторными стакер-реклаймерами. Уголь из открытого разреза забирается стакер-реклаймерами и транспортируется на станцию криволинейными ленточными конвейерами большой протяжённости. Общая дальность транспортировки конвейера большой протяжённости составляет около 32 км при односторонней компоновке.

Что касается местоположения внешнего - продольного угольного склада станции на текущей стадии запланированы две схемы:

Схема 1:Продольный угольный склад размещается на дне открытого - разреза. После того как со стороны электростанции выполнены планировка склада и складирование угля бульдозерами и погрузчиками, уголь подаётся на нижние ленточные конвейеры роторными - реклаймерами, и на дне разреза сооружается новое здание угледробилки. Для транспортировки угля от дна карьера к северной кромке разреза применяются трубчатые

ленточные конвейеры, подающие уголь на внешнюю - перегрузочную станцию № 4, после чего уголь доставляется криволинейными ленточными конвейерами большой - протяжённости на электростанцию.

Схема 2: Полностью закрытый продольный угольный склад строится на поверхности у северной кромки открытого - разреза. Весь уголь из открытого - разреза доставляется на угольный склад самосвалами. После забора стакер-- реклаймерами уголь подаётся на станцию криволинейными ленточными конвейерами большой - протяжённости.

Окончательная схема определяется на следующем этапе.

5.9.3 Система разгрузки угля

Уголь доставляется на станцию внешними ленточными конвейерами; собственная система разгрузки угля на территории станции не предусматривается.

5.9.4 Система хранения угля

Система хранения угля рассчитана на энергоблоки 4×660 МВт.

В проекте предусмотрены два закрытых продольных угольных склада с высотой штабелирования угля 16 м и общей ёмкостью хранения угля около 400×10^3 т. При расчёте на проектную марку угля запас покрывает примерно 15 суток потребления угля энергоблоками 4×660 МВт в режиме BMCR.

Каждый угольный склад оснащён одним консольным роторным стакер-реклаймером с длиной консоли 40 м и производительностью забора 2000 т/ч. В качестве вспомогательного оборудования склада предусмотрены три бульдозера и один погрузчик. Поступающий уголь может либо складироваться на угольном складе, либо напрямую подаваться в пролёт угольных бункеров.

Для соблюдения природоохранных требований и снижения загрязнения угольные склады выполнены закрытыми. В продольном направлении они перекрыты купольной пространственной фермой, с зарезервированными проходами с обоих торцов для работы роторного реклаймера и ленточных конвейеров.

Всё электрооборудование, системы контроля безопасности и оборудование электроснабжения в закрытом угольном складе должны отвечать требованиям взрывозащиты.

5.9.5 Внутростанционная система транспортировки

Система транспортировки рассчитана на энергоблоки 4×660 МВт.

За исключением одностропной компоновки ленточных конвейеров вне станции и на угольных складах, все остальные ленточные конвейеры выполнены по двухсторонней схеме: одна нитка в работе, другая в резерве, при возможности одновременной работы обеих ниток. За исключением ленточных конвейеров на отметке угольных бункеров, все остальные конвейеры имеют характеристики: ширина ленты $B=1600$ мм, скорость ленты $V=2,5$ м/с, производительность $Q=2000$ т/ч. Ленточные конвейеры на отметке угольных бункеров имеют: ширину ленты $B=1800$ мм, скорость ленты $V=2,0$ м/с, производительность $Q=2000$ т/ч.

Узлы пересечения размещаются на выходе сооружения разгрузки угля, на выходе угольного склада и на перегрузочных станциях пролёта угольных бункеров главного корпуса, при этом переключение потоков осуществляется головными телескопическими устройствами или электрическими трёхходовыми кранами с поворотными клапанами.

Система топливоподачи работает в трёхсменном режиме. Суточное время работы системы углеподачи составляет около 13,8 часа, примерно по 4,6 часа на смену.

Внутростанционная эстакада топливоподачи выполнена полностью закрытой; внешний криволинейный конвейер большой протяжённости имеет открытую компоновку с защитными козырьками от дождя. Распределение угля в пролёте угольных бункеров осуществляется плужковыми сбрасывателями.

5.9.6 Система грохочения и дробления

Система грохочения и дробления рассчитана на энергоблоки 4×660 МВт.

Внутри станции размещается одна ступень сооружений грохочения и дробления по двухсторонней схеме взаимного резервирования. Барабанный грохот имеет производительность 2000 т/ч, при размере частиц на входе ≤ 300 мм и на выходе ≤ 30 мм.

Применяются кольцевые молотковые угледробилки производительностью 1400 т/ч, с размером частиц на входе ≤ 300 мм и на выходе ≤ 30 мм. Для барабанного грохота предусмотрена байпасная система; когда размер частиц поступающего угля менее 30 мм, уголь может проходить по байпасу к следующему процессу.

5.9.7 Управление системой

Система топливоподачи использует управление DCS с возможностью местного управления. Роторные стакер-реклаймеры оснащены самостоятельными системами управления и обмениваются данными с системой топливоподачи. На перегрузочных станциях, в зданиях

дробилок и на отметках угольных бункеров установлены промышленные телевизионные камеры.

5.9.8 Вспомогательные сооружения

а) Устройства железоотделения устанавливаются на выходе системы разгрузки и подачи угля, на въездах и выездах угольных складов, а также до и после зданий дробилок.

б) В средней части ленточного конвейера № 2 установлены два устройства отбора проб поступающего угля. В системе углеподачи предусмотрены два высокоточных электронных ленточных весов и поверочные устройства для учёта и поверки топливного угля. Также установлены два устройства автоматического отбора проб топливного угля.

с) Для всех ленточных конвейеров предусмотрены полные комплекты защитных устройств.

д) В зданиях дробилок, на перегрузочных станциях, в пролётах угольных бункеров главного корпуса и в приводных помещениях предусмотрены ремонтные подъёмные средства для обслуживания угледробилок, барабанных грохотов, бульдозеров, приводов и барабанов ленточных конвейеров.

е) В точках перепада материала на каждой перегрузочной станции установлено пылеудалительное оборудование. Применяется технология криволинейных течек угля для снижения ударной нагрузки потока угля и пылевыведения. Для эстакад и перегрузочных станций (включая отметку угольных бункеров) применяется гидросмыв. На каждой перегрузочной станции устроены приямки, оснащённые дренажными насосами для отвода сточных вод в угольный отстойник. Промывная вода может рециркулироваться и повторно использоваться.

ж) Вокруг угольных складов устроены системы орошения для предотвращения пылевыведения и самовозгорания угольных штабелей. В продольном направлении угольные склады перекрыты купольной пространственной фермой; оба торца зарезервированы для прохода роторного реклаймера и ленточных конвейеров и закрыты профилированными стальными листами.

з) Для системы топливоподачи строятся один гараж бульдозеров и одно здание управления топливом (совмещённое с комплексным зданием топливоподачи). Гараж бульдозеров содержит 3 стояночных бокса и 1 ремонтный бокс. Здание управления топливом оснащено помещением подготовки проб, центром управления и лабораторией. Комплексное здание

топливоподачи состоит из административных помещений, душевых, щита управления топливоподачей и помещения электрораспределения топливоподачи.

i) В проекте внедрена интеллектуальная система управления топливом для реализации автоматического управления отбором проб топливного угля и цифрового управления угольным складом.

5.10 Электрическая часть

5.10.1 Главная схема электрических соединений

На данном этапе строятся четыре ультрасверхкритических угольных энергоблока 660 МВт с прямоточным охлаждением, с одновременной установкой сооружений десульфуризации, денитрификации и пылеудаления. Четыре энергоблока подключаются к распределительной системе 500 кВ по блочной схеме «генератор — трансформатор». Высоковольтное электроснабжение собственных нужд подключается по схеме ответвления (Т-отпайки) на выводах генератора; каждый энергоблок оснащён одним высоковольтным трансформатором собственных нужд с расщеплённой обмоткой и двумя секциями собственных нужд 10 кВ. Главная электрическая схема: применяется полуторная схема (3/2) с четырьмя вводами от главных трансформаторов и тремя отходящими линиями 500 кВ, образующими три полные и одну неполную последовательные цепочки. Каждый энергоблок оснащён пуско-резервным трансформатором с расщеплённой обмоткой, предварительно подключённым через подстанцию 220 кВ. Выходные выключатели для генераторов не устанавливаются. Распределительное устройство 500 кВ выполнено открытого типа, при этом предварительно предусмотрены три реактора отходящих линий.

Окончательная главная схема определяется на основе отчёта о присоединении к энергосистеме и экспертных замечаний.

5.10.2 Турбогенератор

Турбогенератор данного проекта имеет номинальную мощность 660 МВт, коэффициент мощности 0,9 (отстающий), номинальное напряжение на выводах 22 кВ (предварительно) и частоту вращения 3000 об/мин. Генератор использует статическую систему самовозбуждения (самокомпаундирования) с соответствующим оборудованием, таким как трансформатор возбуждения и шкаф возбуждения.

5.10.3 Трансформаторы

Главный трансформатор данного проекта — двухобмоточный трансформатор с принудительной циркуляцией масла и воздушным охлаждением, с пониженными потерями и регулированием напряжения без возбуждения (ПБВ), мощностью 780 МВ·А (предварительно), трёхфазного исполнения. Его коэффициент трансформации $550 \pm 2 \times 2,5 \%$ / 20 кВ, группа соединения Yn,d11, напряжение короткого замыкания $U_d = 20 \%$ (предварительно).

Каждый энергоблок оснащён одним высоковольтным трансформатором собственных нужд мощностью 85/50–50 МВ·А (предварительно) и коэффициентом трансформации $22 \pm 2 \times 2,5 \%$ для диапазона 10,5 кВ.

На каждые два энергоблока устанавливается один пуско-резервный трансформатор с расщеплённой обмоткой, выполненный как трансформатор с РПН и расщеплённой обмоткой мощностью 85/50–50 МВ·А (предварительно) и коэффициентом трансформации $220 \pm 8 \times 1,25 \%$ при 10,5 кВ.

5.10.4 Схема высоковольтного электроснабжения собственных нужд

На основе перечня электродвигателей и эксплуатационных требований, предоставленных технологическим отделом, в данном проекте применяется система первичного напряжения 10 кВ с двумя рабочими секциями шин на энергоблок по одиночной системе шин. Четыре энергоблока используют две общие секции шин топливоподачи, подключённые по одиночной схеме шин для питания нагрузок, включая трансформаторы топливоподачи, угледробилки, роторные краны и угольные конвейеры. На станции установлен повышающий трансформатор топливоподачи для повышения напряжения собственных нужд 10 кВ до 35 кВ, которое затем передаётся по воздушным линиям вдоль эстакад топливоподачи к зоне угледобычи. Каждая эстакада топливоподачи оснащена понижающим трансформатором топливоподачи и сухим трансформатором, понижающими напряжение с 35 кВ до 10 кВ и 400 В соответственно для питания нагрузок в пределах соответствующих эстакад.

Электродвигатели мощностью 200 кВт и выше питаются от 10 кВ, а мощностью менее 200 кВт — от 380 В.

5.10.5 Схема низковольтного электроснабжения собственных нужд

Низковольтное электроснабжение собственных нужд работает на напряжении 380/220 В. Система использует конфигурацию электроснабжения, состоящую из силового центра (РС) и центра управления двигателями (МСС). Двигатели мощностью 75 кВт и выше питаются от

силового центра, а двигатели мощностью менее 75 кВт — от центра управления двигателями. Низковольтный трансформатор собственных нужд — сухой трансформатор, нейтраль низкого напряжения которого глухо заземлена.

В главном корпусе размещаются низковольтные трансформаторы — например, для паровых турбин, котлов, общих систем и освещения, — расположенные попарно с возможностью взаимного скрытого резервирования. Отдельные ремонтные трансформаторы в главном корпусе не устанавливаются; вместо этого каждый энергоблок оснащён отдельными секциями МСС для ремонта и вентиляции котла и паровой турбины.

Каждый энергоблок оснащён двумя низковольтными трансформаторами паровой турбины и соответствующими двумя секциями РС 380 В паровой турбины, питающими низковольтные нагрузки турбины каждого энергоблока. Два трансформатора служат взаимным скрытым резервом. Каждый трансформатор подключён к рабочим секциям 10 кВ А и В своего энергоблока.

Каждый энергоблок оснащён двумя низковольтными трансформаторами котла и соответствующими двумя секциями РС 380 В котла, питающими низковольтные нагрузки котла. Два трансформатора служат взаимным скрытым резервом и подключены к рабочим секциям 10 кВ А и В каждого энергоблока соответственно.

Каждый энергоблок оснащён двумя секциями надёжного питания 380 В (секции РС). При нормальных условиях каждая шина питается поочерёдно от секций РС 380 В котла А и В соответствующего энергоблока. При аварии или отказе обеих секций РС надёжного питания 380 В питание обеспечивает дизель-генераторная установка энергоблока.

На каждый блок из двух энергоблоков устанавливаются два низковольтных общих трансформатора и соответствующие две секции общего питания 380 В, обеспечивающие низковольтное общее питание главных зданий и прилегающих зон обоих энергоблоков. Два трансформатора служат взаимным резервом, при этом каждый трансформатор получает питание от секции 10 кВ своего энергоблока.

Каждый энергоблок оснащён двумя низковольтными трансформаторами плазмотронов и соответствующими двумя секциями РС 380 В плазмотронов для питания системы плазменного розжига. Два трансформатора питаются от секций 10 кВ своих энергоблоков. Каждый энергоблок оснащён одним низковольтным трансформатором освещения и

соответствующей секцией питания освещения 380 В для питания осветительных нагрузок. Два трансформатора освещения служат взаимным резервом энергоблоков. Каждый трансформатор освещения получает питание от соответствующей секции 10 кВ своего энергоблока.

Вспомогательное здание использует совмещённую систему электроснабжения, объединяющую электроэнергию для силовых, осветительных и ремонтных нужд. Трансформаторы и соответствующие низковольтные секции устанавливаются во вспомогательном здании по зонам нагрузок.

Станция оснащена трансформатором водоподготовки и соответствующей двухсекционной секцией РС 380 В водоподготовки, питающей все зоны химводоподготовки. Два трансформатора служат взаимным резервом и подключены к секциям 10 кВ энергоблоков № 1 и № 3 соответственно. Кроме того, станция имеет трансформатор водоснабжения и соответствующую двухсекционную секцию РС 380 В водоснабжения, питающую всю систему водоснабжения. Эти два трансформатора также служат взаимным резервом и подключены к секциям 10 кВ энергоблоков № 1 и № 3. Кроме того, трансформатор предзаводской зоны и соответствующая двухсекционная секция РС 380 В предзаводской зоны питают офисные и общежитейские здания, при этом оба трансформатора служат взаимным резервом и подключены к секциям 10 кВ энергоблоков № 1 и № 3.

Вся станция оснащена трансформатором топливоподачи и соответствующей двухсекционной секцией РС 380 В топливоподачи, питающей нагрузки системы топливоподачи станции. Два трансформатора служат взаимным резервом и подключены к общей секции 10 кВ топливоподачи соответственно.

Критически важное вспомогательное оборудование, такое как углепитатели и воздухоподогреватели, оснащается способностью сохранять работу при провалах напряжения (low-voltage ride-through).

5.10.6 Аварийное электроснабжение переменного тока

Каждый энергоблок оснащён секциями аварийного питания 380 В А и В, питающими все аварийные нагрузки (включая систему десульфуризации). При нормальных условиях каждая аварийная секция получает питание по отдельной цепи от секций питания котла 380 В А и В энергоблока, при этом обе цепи служат взаимным резервом; при отказе нормального питания

резервное питание обеспечивают дизель-генераторы. Каждый энергоблок оснащён одной быстропусковой дизель-генераторной установкой мощностью 1250 кВт.

5.10.7 Вторичные цепи и релейная защита

Генераторное и трансформаторное оборудование в главном корпусе данного проекта управляется и контролируется DCS, а оборудование подстанции контролируется NCS. На данном этапе установлена новая сетевая микропроцессорная система мониторинга 500 кВ (NCS).

Системы защиты генераторов и трансформаторов используют микропроцессорные устройства двойной защиты. Каждый энергоблок оснащён панелью защиты блока «генератор — трансформатор», устройствами автоматической точной синхронизации, регистраторами аварийных осциллограмм, панелями преобразователей и панелями быстродействующего переключения собственных нужд. Эти компоненты планируется разместить в помещении электронного оборудования главного корпуса.

Сооружено новое релейное помещение, в котором размещены устройства системной защиты, оборудование противоаварийной автоматики, регистраторы аварийных событий, шкафы учёта электроэнергии, сетевая компьютерная система мониторинга (NCS), система постоянного тока 110 В и система ИБП (UPS).

5.10.8 Система постоянного тока

Каждый энергоблок в главном корпусе данного проекта оснащён тремя аккумуляторными батареями — одной батареей 220 В и двумя батареями 110 В. Система постоянного тока 220 В питает аварийное освещение, силовые нагрузки и резервное питание переменного тока.

Система постоянного тока 110 В питает цепи управления, защиты, измерения и другие цепи управления.

Система постоянного тока 220 В в главном корпусе выполнена по одиночной схеме шин. Две необслуживаемые герметичные свинцово-кислотные батареи с клапанным регулированием на энергоблок оснащены тремя зарядными устройствами каждая, при предварительной ёмкости батареи 2600 А·ч. Система постоянного тока 110 В выполнена по одиночной секционированной схеме шин, где две свинцово-кислотные батареи с клапанным регулированием каждого энергоблока сопряжены с одним зарядным устройством на батарею, при предварительной ёмкости 1000 А·ч. Каждое распределительное помещение в главном

корпусе оснащено выделенной панелью подстанции постоянного тока.

Сетевое релейное помещение содержит два комплекта необслуживаемых герметичных свинцово-кислотных батарей 110 В с клапанным регулированием, а также три высокочастотных импульсных источника питания. Ёмкость батареи предварительно принята 600 А·ч. Система постоянного тока 110 В сетевого управления питает линию 500 кВ для управления, защиты и работы ИБП. Она выполнена по одиночной секционированной схеме шин, при этом две батареи соединены через переключатель.

5.10.9 Система гарантированного питания переменного тока (ИБП/UPS)

Каждый энергоблок оснащён двумя комплектами установок ИБП переменного тока. Система состоит из выпрямителя, инвертора, статического переключателя, байпасного трансформатора, ручного байпасного переключателя и панели распределения переменного тока. Установки ИБП не имеют встроенных батарей; их питание постоянным током осуществляется от системы постоянного тока 220 В главного корпуса. Мощность предварительно принята 100 кВ·А.

Сетевое релейное помещение подстанции оснащено двумя комплектами установок гарантированного питания переменного тока (ИБП). Система состоит из выпрямителей, инверторов, статических переключателей, байпасных трансформаторов, ручных байпасных переключателей и панелей распределения переменного тока. Установки ИБП в релейном помещении не имеют встроенных батарей; их питание постоянным током осуществляется от системы постоянного тока 110 В релейного помещения. Мощность предварительно принята 20 кВ·А.

Центральное здание управления оснащено двумя установками гарантированного питания переменного тока (ИБП). Система состоит из выпрямителей, инверторов, статических переключателей, байпасных трансформаторов, ручных байпасных переключателей и панели распределения переменного тока. Мощность ИБП центрального здания управления предварительно принята 60 кВ·А, с двумя батареями ёмкостью 500 А·ч.

5.10.10 Компоновка электротехнических сооружений

Главный трансформатор, высоковольтный трансформатор собственных нужд, резервный трансформатор и их вспомогательное оборудование, а также распределительное устройство 500 кВ, размещаются за рядом А главного корпуса. Повышающий трансформатор

топливоподачи устанавливается у выхода наружной стены эстакады топливоподачи.

5.10.11 Сооружения защиты от перенапряжений и молниезащиты основных и вспомогательных сооружений

Сооружения молниезащиты основных и вспомогательных сооружений должны проектироваться в соответствии со «Сводом правил по проектированию защиты от перенапряжений и координации изоляции электроустановок переменного тока» (GB/T 50064-2014). Оксидно-цинковые ограничители перенапряжений устанавливаются на стороне высокого напряжения главного трансформатора, на выводах линий, шинах 500 кВ и выводах генераторов. Общестанционный контур заземления проектируется преимущественно с горизонтальными заземлителями, дополненными вертикальными заземлителями. Главный контур заземления выполняется из медного многожильного провода сечением 150 мм².

5.11 Система химводоподготовки

5.11.1 Источник воды и качество воды

Планирование источников воды данного проекта следующее: за исключением систем циркуляционной воды основного и вспомогательного оборудования, для технической воды предлагается использовать воду канала; в качестве источника воды для систем циркуляционной воды основного и вспомогательного оборудования принята озёрная вода. К настоящему времени получены соответственно полные отчёты анализа качества воды канала и озёрной воды, а конкретные показатели качества воды приведены на рисунке ниже.

Таблица 5.11-1 Отчёт о качестве воды канала

Parameter Name	Unit of measurement	Sample #2 – Irtysh-Karaganda channel Seals A0387882, A0387881
pH		7,60
Color		<20°
Odor	score	0
Sediment	Present/not present	Not present
Na ⁺	mg/dm ³	14,02
	mg-equiv/dm ³	0,61
	% mg-equiv/dm ³	21
K ⁺	mg/dm ³	1,56
	mg-equiv/dm ³	0,04
	% mg-equiv/dm ³	1
Ca ²⁺	mg/dm ³	30,86
	mg-equiv/dm ³	1,54
	% mg-equiv/dm ³	54
Mg ²⁺	mg/dm ³	7,90
	mg-equiv/dm ³	0,65
	% mg-equiv/dm ³	23
NH ₄ ⁺	mg/dm ³	<0,10
	mg-equiv/dm ³	-
	% mg-equiv/dm ³	-
Cl ⁻	mg/dm ³	9,57
	mg-equiv/dm ³	0,27
	% mg-equiv/dm ³	9
SO ₄ ²⁻	mg/dm ³	36,02
	mg-equiv/dm ³	0,75
	% mg-equiv/dm ³	25
HCO ₃ ⁻	mg/dm ³	115,93
	mg-equiv/dm ³	1,90
	% mg-equiv/dm ³	64
NO ₃ ⁻	mg/dm ³	1,86
	mg-equiv/dm ³	0,03

Inspection & Analytical Report № 04/26-444
dated 17 April 2026

Parameter Name	Unit of measurement	Sample #2 – Irtysh-Karaganda channel Seals A0387882, A0387881
	% <i>mg-equiv/dm³</i>	1
NO ₂ ⁻	<i>mg/dm³</i>	0,028
	<i>mg-equiv/dm³</i>	-
	% <i>mg-equiv/dm³</i>	-
CO ₃ ⁻²	<i>mg/dm³</i>	<3,0
	<i>mg-equiv/dm³</i>	-
	% <i>mg-equiv/dm³</i>	-
Hardness, total	<i>mg-equiv/dm³</i>	2,19
Hardness, carbonate	<i>mg-equiv/dm³</i>	1,90
Hardness, permanent	<i>mg-equiv/dm³</i>	0,29
Dry residue calculated	<i>mg/dm³</i>	160
Sum of mineral substances	<i>mg/dm³</i>	218
NH ₃	<i>mg/dm³</i>	<0,10
Ba	<i>mg/dm³</i>	<0,10
Fe, total	<i>mg/dm³</i>	<0,10
Fe (II)	<i>mg/dm³</i>	<0,50
Fe (III)	<i>mg/dm³</i>	<0,50
Alkalinity, methyl orange	<i>mg-equiv/dm³</i>	1,95
Alkalinity, phenolphthalein	<i>mg-equiv/dm³</i>	<0,40
Turbidity	<i>mg/dm³</i>	<0,10
Phosphorus, total	<i>mg/dm³</i>	<0,02
Chemical Oxygen Demand	<i>mg/dm³</i>	<4,0
Biochemical Oxygen Demand over 5 days	<i>mg/dm³</i>	4,20
Suspended solids	<i>mg/dm³</i>	13,0
Dissolved O ₂	<i>mg/dm³</i>	8,10
Strontium	<i>mg/dm³</i>	<0,50
Aluminum	<i>mg/dm³</i>	<0,20

Таблица 5.11-2 Отчёт о качестве озёрной воды

Parameter Name	Unit of measurement	Sample #1 – Lake Karasor Seals A0390810, A0387849, A0387850, A0390809
pH		7,30
Color		<20°
Odor	Units	0
Sediment	Present/not present	Not present
Na ⁺	mg/dm ³	1529,97
	mg-eqv/dm ³	66,55
	% mg-eqv/dm ³	62
K ⁺	mg/dm ³	17,94
	mg-eqv/dm ³	0,46
	% mg-eqv/dm ³	0
Ca ²⁺	mg/dm ³	378,96
	mg-eqv/dm ³	18,91
	% mg-eqv/dm ³	18
Mg ²⁺	mg/dm ³	266,02
	mg-eqv/dm ³	21,89
	% mg-eqv/dm ³	20
NH ₄ ⁺	mg/dm ³	<0,10
	mg-eqv/dm ³	-
	% mg-eqv/dm ³	-
Cl ⁻	mg/dm ³	2706,84
	mg-eqv/dm ³	76,35
	% mg-eqv/dm ³	71
SO ₄ ²⁻	mg/dm ³	1248,80
	mg-eqv/dm ³	26,00
	% mg-eqv/dm ³	24
HCO ₃ ⁻	mg/dm ³	213,56
	mg-eqv/dm ³	3,50
	% mg-eqv/dm ³	3
NO ₃ ⁻	mg/dm ³	102,30
	mg-eqv/dm ³	1,65
	% mg-eqv/dm ³	2
NO ₂ ⁻	mg/dm ³	0,196
	mg-eqv/dm ³	-
	% mg-eqv/dm ³	-
CO ₃ ²⁻	mg/dm ³	<3,0
	mg-eqv/dm ³	-
	% mg-eqv/dm ³	-

Parameter Name	Unit of measurement	Sample #1 – Lake Karasor Seals A0390810, A0387849, A0387850, A0390809
Hardness, total	mg-eqv/dm ³	40,80
Hardness, carbonate	mg-eqv/dm ³	3,50
Hardness, permanent	mg-eqv/dm ³	37,30
Dry residue calculated	mg/dm ³	6358
Sum of mineral substances	mg/dm ³	6465
NH ₃	mg/dm ³	<0,10
Ba	mg/dm ³	<0,10
Fe, total	mg/dm ³	<0,10
Fe (II)	mg/dm ³	<0,50
Fe (III)	mg/dm ³	<0,50
Alkalinity, methyl orange	mg-eqv/dm ³	3,70
Alkalinity, phenolphthalein	mg-eqv/dm ³	<0,40
Turbidity	mg/dm ³	<0,10
Phosphorus, total	mg/dm ³	0,25
Chemical Oxygen Demand	mg/dm ³	353,0
Biochemical Oxygen Demand over 5 days	mg/dm ³	40,00
Suspended solids	mg/dm ³	168
Dissolved O ₂	mg/dm ³	8,50
Strontium	mg/dm ³	0,50
Aluminum	mg/dm ³	0,20

Согласно справочным отчётам о качестве воды, вода канала имеет хорошее качество с жёсткостью 2,19 ммоль/л, содержанием хлорид-ионов 9,57 мг/л, солесодержанием 218 мг/л и БПК₅ 4,2 мг/л; тогда как озёрная вода имеет низкое качество с жёсткостью 40,80 ммоль/л, содержанием хлорид-ионов 2708 мг/л и солесодержанием 6465 мг/л.

В соответствии с требованиями Свода правил по химическому проектированию тепловых электростанций (DL 5068-2014), при использовании поверхностных вод в качестве источника необходимо собрать данные ежемесячного полного анализа качества воды за последние годы (всего 12 комплектов). Рекомендуются заказчику собрать полные ежемесячные отчёты анализа качества воды на следующей стадии проектирования для верификации схемы системы водоподготовки.

5.11.2 Нормативы качества пара и воды

В данном проекте применяются ультрасверхкритические энергоблоки. В соответствии с требованиями «Норм качества воды и пара для энергоблоков тепловых электростанций и паросилового оборудования» (GB/T 12145-2016) качество пара и воды ультрасверхкритических энергоблоков тепловых электростанций должно соответствовать следующим нормативам:

Табл. 5.11-3 Норматив качества перегретого пара

Давление перегретого пара (МПа)	Показатель	Удельная электропроводность при 25°C (мкСм/см)	SiO ₂ (мкг/кг)	Fe (мкг/кг)	Cu (мкг/кг)	Na (мкг/кг)
> 18,3 МПа	Нормативное значение	≤0.10	≤10	≤5	≤2	≤2
	Ожидаемое значение	≤0.08	≤5	≤3	≤1	≤1

Таблица 5.11-4 Норматив качества питательной воды котла

Давление перегретого пара (МПа)	Показатель	Удельная электропроводность при 25°C (мкСм/см)	SiO ₂ (μg/L)	Fe (мкг/л)	Cu (мкг/л)	Na (мкг/л)	Растворённый кислород (мкг/л)	
							AVT(R)	AVT(O)
> 18,3 МПа	Нормативное значение	≤ 0.10	≤10	≤5	≤2	≤2	≤7	≤10
	Ожидаемое значение	≤ 0.08	≤ 5	≤3	≤1	≤1		

Таблица 5.11-5 Норматив pH и гидразина питательной воды при всецело летучем (бескоррекционном) режиме (AVT)

Тип котла	Давление перегретого пара (МПа)	Значение pH (25°C)	Гидразин (мкг/л)	
			AVT(R)	AVT(O)
Прямоточный котёл	> 5,9 МПа	8,8~9,3 (система питательной воды, содержащая медь)	≤30	
		9.2~9.6 (система питательной воды без меди)		

Таблица 5.11-6 Норматив pH, удельной электропроводности и содержания растворённого кислорода питательной воды при кислородном режиме

Значение pH (25°C)	Удельная электропроводность при 25°C (мкСм/см)		Растворённый кислород (мкг/л)
	Нормативное значение	Ожидаемое значение	
8.5~9.3	≤ 0.15	≤ 0.10	10~150а
Примечание: для энергоблоков, применяющих нейтральный кислородный режим, pH питательной воды должен поддерживаться в пределах 7,0~8,0 (система питательной воды без меди), а содержание растворённого кислорода — 50~250 мкг/л. Когда содержание кислорода близко к нижнему пределу, значение pH должно быть выше 9,0.			

Таблица 5.11-7 Норматив качества конденсата на выходе конденсатного насоса

Давление перегретого пара (МПа)	Показатель	Удельная электропроводность при 25°C (мкСм/см)	Жёсткость (мкмоль/кг)	Na (мкг/л)	Растворённый кислород (мкг/л)
> 18,3 МПа	Нормативное значение	≤0.20	≈ 0	≤5	≤20
	Ожидаемое значение	≤0.15			

Таблица 5.11-8 Норматив качества конденсата после блочной обессоливающей установки

Давление перегретого пара (МПа)	Показатель	Удельная электропроводность при 25°C (мкСм/см)	Na (мкг/л)	Cl ⁻ (мкг/л)	Fe (мкг/л)	SiO ₂ (мкг/л)
> 18,3 МПа	Нормативное значение	≤0.10	≤2	≤1	≤5	≤10
	Ожидаемое значение	≤0.08	≤1	-	≤3	≤5

Таблица 5.11-9 Норматив качества подпиточной воды питательной воды котлов

Давление перегретого пара (МПа)	Показатель	SiO ₂ (мкг/л)	Электропроводность воды на входе в бак обессоленной воды (25°C, мкСм/см)	Электропроводность воды на выходе из бака обессоленной воды (25°C, мкСм/см)	ООУ/ТОС (мкг/л)

> 18,3 МПа	Нормативное значение	≤10	≤0.15	≤0.40	≤200
	Ожидаемое значение		≤0.10		

5.11.3 Система подготовки подпиточной воды питательной воды котлов

5.11.3.1 Потери пара и воды по всей станции

- Внутренние потери пароводяного цикла четырёх энергоблоков: $4 \times 2025 \times 1.5\% = 121.5$ т/ч (обессоленная вода)
- Потери воды на защиту открытых сооружений: 8 т/ч (обессоленная вода)
- Потери воды на отопление: 8 т/ч (обессоленная вода)
- Расход воды на установку карбамида: 4 т/ч (обессоленная вода)
- Прочий расход воды: 3,5 т/ч (обессоленная вода)
- Расход воды на цех электролитического получения хлора: 28 т/ч (вода обратного осмоса)

Суммарные нормальные потери обессоленной воды: $121.5 + 8 + 8 + 4 + 3.5 = 145$ т/ч

Нормальный расход подпиточной воды системы подготовки питательной воды котлов составляет около 145 т/ч. С учётом собственного расхода воды системой, ёмкости баков и определённого резерва система подпитки питательной воды котлов проектируется производительностью 3×75 т/ч. Повышенная потребность в воде при пуске энергоблока и аварийных условиях может покрываться из баков обессоленной воды суммарным объёмом 2×3000 м³.

Вода, используемая в цехе электролитического получения хлора, представляет собой пермеат обратного осмоса с расходом подачи 28 т/ч, оснащённый 2×300 м³ баками пермеата 1-й ступени RO.

5.11.3.2 Определение процесса подготовки подпиточной воды питательной воды котлов

Источником воды системы подготовки подпиточной воды котлов является техническая вода после осветления и фильтрации. В соответствии с требованиями к качеству пара и воды энергоблока и требованиями заказчика технологический процесс системы подготовки подпиточной воды котлов данного проекта следующий:

Вода канала после предварительной обработки в разделе водоснабжения → фильтр РСФ → бак сырой воды → насос питательной воды ультрафильтрации → самоочищающийся фильтр →

установка ультрафильтрации (УФ) → бак пермеата УФ → насос питательной воды 1-й ступени RO → предохранительный фильтр 1-й ступени RO → насос высокого давления 1-й ступени RO → установка 1-й ступени RO → бак пермеата 1-й ступени RO → насос питательной воды 2-й ступени RO → предохранительный фильтр 2-й ступени RO → насос высокого давления 2-й ступени RO → установка 2-й ступени RO → бак пермеата 2-й ступени RO → насос питательной воды EDI → предохранительный фильтр EDI → установка EDI → бак обессоленной воды → насос обессоленной воды → тепловая схема главного корпуса. RORO RO RO

Система оснащена 3 комплектами фильтров PCF производительностью 120 т/ч, 3 комплектами UFустановок ультрафильтрации с расходом на входе 116 т/ч, 3 комплектами установок RO 1-й ступени с расходом пермеата 112 т/ч, 3 комплектами установок RO 2-й ступени с расходом пермеата 83 т/ч и 3 комплектами установок EDI с расходом пермеата 75 t/h. Для повышения эффективности использования воды в системе в настоящее время установлены 2 комплекта установок обратного осмоса концентрата с расходом на входе 75 т/ч для рекуперации и обработки концентрата первичного обратного осмоса. Необходимость установок обратного осмоса концентрата в итоге будет определена на следующем этапе на основе общестанционного водного баланса и экономического сравнения.

5.11.3.3 Схема соединений и режим работы системы

Внутри каждой установки, включая блок ультрафильтрации (самоочищающийся фильтр и установка ультрафильтрации), блок обратного осмоса (предохранительный фильтр RO, насос высокого давления и установка RO) и блок EDI (насос питательной воды EDI, предохранительный фильтр EDI и установка EDI), оборудование соединено последовательно. Установки одного типа работают параллельно. Всё оборудование работает автоматически по программному управлению.

5.11.3.4 Компоновка системы

Цех подготовки подпиточной воды котлов представляет собой самостоятельный строительный участок, включающий помещение фильтрации и обессоливания, насосное помещение, помещение хранения реагентов, бак сточных вод и т. д.

Помещение фильтрации и обессоливания имеет размеры 78 м × 21 м (длина × ширина). У фиксированного торца устроено двухэтажное лабораторное здание площадью около 30,7 м ×

27 м.

5.11.3.5 Состав основных приборов и оборудования химической лаборатории

Применяются стандартные лабораторные столы и шкафы. Основные лабораторные приборы и оборудование комплектуются в соответствии со стандартом для ультрасверхкритических энергоблоков 660 МВт и оснащаются полным комплектом измерительных приборов для анализа качества воды, анализа угля и анализа масла.

5.11.4 Система блочной обессоливающей установки (БОУ) конденсата

5.11.4.1 Особенности системы обессоливания конденсата для ультрасверхкритических энергоблоков

Условия воды и особенности системы циркуляции воды ультрасверхкритических энергоблоков обуславливают повышенные требования к качеству питательной воды энергоблоков, предъявляя более высокие и более жёсткие требования как к производительности обессоливания и доочистки конденсата, так и к его фильтрации. В частности, существенно повышены требования к фильтрационной очистке конденсата. Поэтому в данном проекте необходимо предусмотреть установку самостоятельной системы предварительной фильтрации. Хотя установка предварительных фильтров увеличивает инвестиции и усложняет систему, она не только выполняет такие важные функции, как обеспечение соответствия качества питательной воды для нормальной работы ультрасверхкритических энергоблоков соответствующим стандартам и снижение нагрузки по удалению железа на фильтрах смешанного действия, но, что более важно, имеет большое значение для сокращения времени пуска энергоблока, выполнения требований быстрого пуска, резкого сокращения объёма пусковой подпиточной воды, защиты ионообменных смол и повышения эксплуатационной эффективности электростанции.

5.11.4.2 Выбор системы

Основные энергоблоки данного проекта используют прямоточное охлаждение озёрной водой. Исходя из характеристик энергоблоков, система обессоливания конденсата данного проекта комплектуется на каждый энергоблок 2 комплектами предварительных фильтров производительностью 50 % и 3 комплектами высокоскоростных фильтров смешанного действия производительностью 50 %, при этом один комплект установки регенерации является общим для каждой двух энергоблоков.

5.11.4.3 Режим регенерации

Для фильтров смешанного действия БОУ конденсата принят режим выносной регенерации, спроектированный на данной стадии методом высокобашенного разделения. Всё оборудование выносной регенерации — низконапорного типа. Для снижения инвестиций и повышения коэффициента использования оборудования два энергоблока используют один комплект устройства выносной регенерации.

5.11.4.4 Схема соединений и режим работы системы

Основной путь потока конденсата: горячий колодец конденсатора → конденсатный насос → предварительный фильтр → высокоскоростной фильтр смешанного действия → охладитель пара уплотнений → ПНД → деаэратор.

Работа системы обессоливания конденсата, транспортировка смолы, разделение и регенерация смолы и промывка смолы устройства выносной регенерации полностью управляются автоматической программой.

5.11.5 Система химического дозирования

Для четырёх энергоблоков предусмотрены два общих узла химического дозирования (один на каждые два энергоблока). Узлы дозирования аммиака предусмотрены для питательной воды, конденсата и замкнутой воды; узлы кислородного дозирования предусмотрены для питательной воды, конденсата и дренажной воды ПВД.

Система дозирования аммиака оснащена 2 баками раствора аммиака; 3 насосами дозирования аммиака в питательную воду, из которых 2 в работе и 1 в резерве; 3 насосами дозирования аммиака в конденсат, из которых 2 в работе и 1 в резерве. Имеются 2 насоса дозирования аммиака в замкнутую воду без резерва. Дозирование аммиака в питательную воду и конденсат — автоматическое, а дозирование аммиака в замкнутую воду — с ручным управлением.

Для каждого энергоблока предусмотрен один комплект устройства кислородного дозирования, всего 4 комплекта по всей станции. Применяется трёхточечный режим полной защиты с системой автоматического управления.

5.11.6 Система обработки циркуляционной охлаждающей воды

Основное и вспомогательное оборудование использует прямоточное охлаждение озёрной водой в качестве охлаждающей воды. Охлаждающая вода забирается из озера, напрямую

используется для охлаждения и затем сбрасывается обратно в озеро. Циркуляционная охлаждающая вода обрабатывается путём ввода биоцидов. Устанавливается оборудование, такое как генераторы гипохлорита натрия и баки хранения. Вся станция оснащена одним комплектом системы электролитического получения гипохлорита натрия из рассола, с производительностью оборудования 3×115 кг/ч. Для снижения склонности системы хлорирования к образованию отложений в качестве воды для получения хлора используется пермеат обратного осмоса, и предусматривается система кислотной отмывки. Всё указанное оборудование централизованно размещается в цехе электролитического получения хлора..

5.11.7 Система отбора проб пара и воды

Для каждого энергоблока предусмотрен один полный комплект устройства отбора и анализа проб пара и воды, включающий высокотемпературную панель и низкотемпературную панель. Устройство способно отбирать представительные пробы пара и воды для автоматического онлайн-анализа, при этом предусмотрены ручные точки отбора проб для контроля нормальной работы пароводяной системы и энергоблоков.

С учётом низкого качества озёрной воды на данном этапе для каждого энергоблока предварительно предусматривается один комплект устройства обнаружения протечек конденсатора.

5.11.8 Система очистки химических сточных вод

Для реализации водосбережения и экономного водопользования при эксплуатации электростанции проводится классифицированная децентрализованная очистка в зависимости от различных характеристик качества сточных вод.

Сточные воды с высоким содержанием взвешенных веществ, такие как промывочные стоки ультрафильтрации и стоки обратной промывки предварительных фильтров БОУ конденсата, напрямую сбрасываются в коллектор промышленных сточных вод для централизованной очистки и комплексного повторного использования.

Высокоминерализованный концентрат первичной системы обратного осмоса сгущается установкой обратного осмоса концентрата, концентрат подаётся в систему гидравлической транспортировки золы, а пермеат обратного осмоса концентрата возвращается в бак ультрафильтрации для повторного использования. Высокоминерализованная регенерационная сточная вода БОУ конденсата нейтрализуется на месте разделом водоснабжения для

комплексного повторного использования.

Концентрат установок обратного осмоса 2-й ступени и EDI полностью возвращается в бак ультрафильтрации для повторного использования.

Сточные воды промывки воздухоподогревателя через дренажный лоток энергоблока направляются в 3 бака сточных вод химической очистки объёмом 2000 м³ для нейтрализационной обработки и последующего повторного использования.

5.11.9 Система очистки сточных вод десульфуризации дымовых газов с нулевым сбросом
Суммарный сброс сточных вод установок десульфуризации четырёх энергоблоков данного проекта составляет примерно 80 т/ч — 100 т/ч. На данном этапе планируется, что сточные воды после очистки до соответствия нормам сброса будут напрямую направляться в золоотвал.

5.11.10 Система дозирования оборотной золовой воды

Проект оснащён одним комплектом системы дозирования оборотной золовой воды, включающей устройство подкисления золовой воды и устройство ввода ингибитора отложений.

Устройство подкисления оснащено 2 баками раствора кислоты; 2 насосами подачи кислоты, один из которых в работе, другой в резерве. Устройство ввода ингибитора отложений оснащено 2 баками раствора ингибитора и 2 насосами дозирования ингибитора, один из которых в работе, другой в резерве. Система подкисления и ввода ингибитора для золовой воды работают в режиме автоматического дозирования.

5.11.11 Химическая очистка котла

Для химической очистки котла в первую очередь рекомендуется процесс очистки с применением ЭДТА (EDTA), при этом сточные воды очистки должны обрабатываться специализированной компанией по кислотной отмывке.

5.11.12 Система хранения и приготовления восстановителя денитрификации

Процесс денитрификации данного проекта использует метод SCR с карбамидом в качестве восстановителя. Восстановитель получают путём гидролиза затаренного карбамида.

Система хранения, приготовления и подачи восстановителя денитрификации (карбамида) данного проекта рассчитана на совместное использование четырьмя энергоблоками 660 МВт и централизованно размещается в проектируемом здании станции.

Затаренный гранулированный карбамид, доставляемый на объект автотранспортом, хранится

в складе карбамида и подаётся в бак растворения карбамида электрическими подвесными тележками. Твёрдый карбамид сначала растворяется в баке растворения до раствора карбамида с массовой концентрацией примерно 50 %, затем хранится в баке растворения и подаётся в бак хранения раствора карбамида насосом подачи раствора карбамида. Раствор карбамида в реакторе гидролиза образует газовую смесь аммиака и пара, которая направляется в систему денитрификации дымовых газов.

Помещение приготовления карбамида оснащено приемком сточных вод для сбора аммиаксодержащих сточных вод, сбрасываемых из бака разбавления аммиака, орошающей воды устройства аварийного орошения и стоков аварийного душа.

5.11.13 Система очистки изоляционного масла

Один комплект передвижного устройства очистки масла производительностью $Q=8 \text{ м}^3/\text{ч}$ предусмотрен на всю станцию..

5.12 Системы КИП и управления, информационные системы

Уровень тепловой автоматизации электростанции комплексно отражается через различные аспекты, включая способы управления, состав и функции системы тепловой автоматики, организацию эксплуатации, компоновку щита управления и управляемость основного и вспомогательного оборудования.

5.12.1 Способы управления и уровни управления

5.12.1.1 Уровень автоматизации

(1) Состав системы тепловой автоматики

Общестанционная система автоматизации и её компьютерная сеть состоят из общестанционной надзорно-информационной системы (SIS), распределённых систем управления (DCS) энергоблоков № 1–№ 4 и DCS вспомогательных цехов. Такая конфигурация реализует принцип проектирования с децентрализацией функций управления и централизацией управления информацией по всей станции. Подробное планирование системы автоматизации и её компьютерной сети см. в документе 60-Q29831K-K01-01 «СХЕМА КОНФИГУРАЦИИ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ И КОМПЬЮТЕРНОЙ СЕТИ ВСЕЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ»

(2) Энергоблок

Энергоблок данного проекта спроектирован для реализации комплексного посменного

оперативного управления котлом, турбиной, электрическими системами, энергосетью и вспомогательными системами. Каждый энергоблок обслуживается 2–3 операторами, которые при поддержке обходящего оборудование персонала и во взаимодействии с ним автоматически выполняют пуск, останов, контроль и регулирование энергоблока при нормальной работе, а также противоаварийные действия при отклонениях, при минимальном вмешательстве персонала щита управления.

Система автоматического управления рассчитана на полнодиапазонное управление или программное включение. Энергоблок обладает способностью глубокого регулирования нагрузки; при глубоком регулировании нагрузки всё оборудование управляется полностью автоматически.

Система управления энергоблоком данного проекта использует интеллектуальную DCS. Функции, связанные с оптимизацией характеристик энергоблока, интегрированы в DCS. За счёт развёртывания контроллеров расширенных приложений система реализует передовые алгоритмы управления, алгоритмы анализа данных, алгоритмы машинного обучения и анализ отклонений энергоэффективности и расхода энергоблока. Это позволяет действительно реализовать оптимизацию управления, оптимизацию эксплуатации и интеллектуальный мониторинг в Производственной зоне 1, обеспечивая работу энергоблока в наиболее экономичном, безопасном и эффективном режиме во всех случаях. В данном проекте планируется внедрить такие системы оптимизации, как интеллектуальный мониторинг, интеллектуальное координирующее и оптимизирующее управление и совместное интеллектуальное оптимизирующее управление всем процессом денитрификации.

Последовательное управление системой генерации энергоблока проектируется на уровне энергоблока, уровне функциональной группы, уровне функциональной подгруппы и уровне оборудования. Логика защит и блокировок обеспечивает автоматическую отработку основным и вспомогательным оборудованием различных аварийных сценариев во всех режимах и состояниях.

Система управления энергоблока отвечает требованиям режимов глубокого регулирования нагрузки.

(3) Вспомогательные цеха

Вспомогательные цеха (системы) данного проекта обслуживаются тремя операторами. При

поддержке обходящего оборудование персонала, выполняющего ограниченные операции, эти операторы осуществляют пуск и останов технологических систем каждого вспомогательного цеха, контроль и регулирование режимов работы и противоаварийные действия из центрального щита управления. Вспомогательные цеха в конечном итоге достигнут эксплуатации без присутствия персонала на месте.

5.12.1.2 Режимы управления и щиты управления

(1) Эксплуатация энергоблоков

В данном проекте предлагается централизованное управление котлами, турбинами, электрическими системами, энергосетью и вспомогательными цехами. Будет создан единый центральный щит управления для всех четырёх энергоблоков с реализацией модели комплексного посменного управления по схеме «котёл — турбина — электрическая часть». Помещение циркуляционных насосов, системы десульфуризации, денитрификации и золоудаления интегрируются в DCS энергоблока и управляются из центрального щита управления.

Оборудование системы управления распределяется по месту. В помещении циркуляционных насосов рядом с технологическим оборудованием размещаются удалённые устройства ввода-вывода, интеллектуальные фронт-энды сбора данных, шкафы связи, шкафы электрораспределения, силовые шкафы обдувки и шкафы управления углепитателями. Такой подход сокращает количество кабелей тепловой автоматики, кабельных лотков и монтажных материалов, сокращает сроки строительства и экономит инвестиции.

(2) Вспомогательные цеха

Вспомогательные цеха используют общестанционную централизованную систему управления и совместно с энергоблоками используют центральный щит управления. Для систем топлива, золы и воды создаются вспомогательные пункты управления. Во время пусконаладки, пуска энергоблока и аварий систем контроль может осуществляться на ЖК-дисплеях в соответствующих местных щитах управления. После выхода энергоблока на нормальный режим контроль переключается с местных щитов на удалённый центральный щит управления; при нормальных условиях удалённый контроль является основным методом. Контроль всех вспомогательных цехов осуществляется через операторские станции вспомогательной сети управления без присутствия персонала на месте. Шкафы системы управления каждого

вспомогательного цеха устанавливаются в соответствующих цехах. Их местное оперативное оборудование предназначено исключительно для пуска-наладки, начальной эксплуатации, обходов и противоаварийных действий.

Для вспомогательных цехов с рассредоточенной компоновкой и большим числом точек измерения применяется технология удалённого ввода-вывода, при этом шкафы удалённого ввода-вывода устанавливаются в зонах с высокой концентрацией точек измерения.

5.12.2 Состав системы КИП и управления

5.12.2.1 Поблочный состав

В данном проекте для контроля, управления и защиты котлов, паровых турбин, блоков «генератор — трансформатор» и систем собственных нужд применяется распределённая система управления (DCS). Каждый энергоблок оснащён одной DCS, а между каждыми двумя энергоблоками создаётся общая сеть DCS; это в конечном итоге обеспечивает единый контроль энергоблока и общих вспомогательных систем, тесно связанных с его работой.

План конфигурации основных систем управления энергоблоков следующий:

(1) Область контроля поблочной DCS включает котлы, паровые турбины, блоки «генератор — трансформатор» и системы собственных нужд. Растопка котла, системы обдувки котла, системы золоудаления котла, системы десульфуризации, системы денитрификации, байпасные системы и системы циркуляционной воды включены в контроль DCS энергоблока. Функции DCS включают DAS, MCS, SCS, FSSS и другие.

(2) Между энергоблоками № 1 и № 2, а также между № 3 и № 4 создаётся общая сеть DCS. Общие вспомогательные системы, тесно связанные с работой энергоблоков, — такие как общие части системы собственных нужд, система кондиционирования воздуха и общие компоненты других технологических систем — контролируются через эту общую сеть DCS. Обе DCS способны контролировать общие системы обоих энергоблоков; однако должно обеспечиваться, чтобы в любой момент времени управлять оборудованием общей системы могла только DCS одного энергоблока, а функции управления другого энергоблока были заблокированы с сохранением лишь функции контроля.

(3) Цифровая электрогидравлическая система управления турбиной (DEH), система контроля механических величин турбины (TSI) и система аварийной защиты турбины (ETS) поставляются в составе комплекта основного оборудования. Обмен сигналами между DCS и

ETS/TSI реализуется проводными связями. DEH использует те же аппаратные и программные средства, что и DCS энергоблока, и функционирует как станция управления в составе DCS;

(4) Управление байпасом турбины (BPC) напрямую интегрировано в систему контроля DCS;

(5) Система мониторинга вибрации и диагностики неисправностей основного и вспомогательного оборудования, а также система обнаружения протечек труб котла используют самостоятельные системы мониторинга. Они обмениваются сигналами с DCS по проводным связям, а с SIS — через порты связи;

(6) Система управления регулировкой зазоров воздухоподогревателя реализуется на программируемом логическом контроллере (PLC). Она поставляется в составе комплекта воздухоподогревателя и интегрируется в систему контроля DCS проводными связями и протоколами связи;

(7) Электрооборудование, такое как регулятор напряжения возбуждения генератора (AVR), система автоматической синхронизации генератора (ASS) и устройство быстрого переключения собственных нужд, представляет собой выделенные устройства управления; критически важные интерфейсные сигналы с DCS (включая ключевой контроль, сигналы аварийной сигнализации и команды управления) обмениваются по проводным связям;

(8) Должно быть предусмотрено достаточное количество резервных средств управления, независимых от DCS, для обеспечения безопасного останова энергоблока при отказе DCS.

(9) Местные устройства управления системой растопки котла, промышленным телевидением контроля факела в топке, силовым шкафом обдувки, а также измерительные приборы и исполнительные механизмы в объёме корпуса котла предпочтительно поставляются изготовителем котла. Выбор и конфигурация КИП и управляющего оборудования, поставляемого с основным оборудованием, должны отвечать общему уровню автоматизации и требованиям к интерфейсам систем данного проекта.

5.12.2.2 Вспомогательные цеха

Вспомогательные цеха (системы) данного проекта управляются единой выделенной DCS. В центральном щите управления оперативный персонал может контролировать и управлять технологическими операциями всех вспомогательных цехов данного этапа через операторские станции DCS вспомогательных цехов.

Область управления вспомогательными производственными системами на данном этапе

включает: системы водоподготовки (химводоподготовка питательной воды, БОУ конденсата, отбор проб пара и воды и химическое дозирование, аэрация, станции очистки, объединённые насосные, системы очистки промышленных и хозяйственно-бытовых сточных вод, системы углемойки и т. д.), системы золоудаления, дизельно-насосную станцию и системы топливоподачи.

Система десульфуризации дымовых газов (FGD) использует распределённую систему управления (DCS) для контроля и управления системами FGD всех четырёх котлов.

Поблочные компоненты системы десульфуризации интегрируются в DCS энергоблока, а общие компоненты, совместно используемые всеми четырьмя энергоблоками, — в DCS вспомогательных систем. Пункты управления расположены в центральном щите управления, а контроль системы десульфуризации выполняется на операторских станциях с ЖК-дисплеями DCS энергоблока. Кроме того, в здании технологического процесса десульфуризации установлены инженерная станция и операторская станция, которая также служит пусконаладочной станцией.

Управление системой SCR денитрификации интегрировано в DCS энергоблока. Система приготовления карбамида для денитрификации интегрирована в DCS вспомогательных систем.

5.12.2.3 Система пожарной сигнализации и управления ОВиК

Для всех четырёх энергоблоков устанавливается единая система пожарной сигнализации.

Система пожарной сигнализации состоит из центрального пульта контроля и панели противопожарных блокировок, расположенных в центральном щите управления, зональных приёмно-контрольных панелей в каждой зоне обнаружения, устройств запуска сигнала тревоги (ручных и автоматических), звуковых и световых оповещателей, устройств блокировочного управления и системы пожарного оповещения.

Система пожарной сигнализации охватывает центральное здание управления, главный корпус, зону топливоподачи, систему золоудаления, зону десульфуризации и другие соответствующие зоны.

Системы кондиционирования воздуха центрального щита управления и помещений электронного оборудования используют прецизионные кондиционеры постоянной температуры и влажности. Эти установки оснащены встроенными PLC, а их ключевые параметры и сигналы аварийной сигнализации проводными связями заведены в DCS для

контроля и управления через общую сеть DCS энергоблока или сеть контроля вспомогательных цехов.

5.12.3 Общестанционная система видеонаблюдения и контроля доступа

Возможности обеспечения общественной безопасности и антитеррористической защиты данного проекта должны конфигурироваться в соответствии с требованиями к средствам защиты 2-го уровня, установленными в документе «Требования к общественной безопасности и антитеррористической защите энергосистем. Часть 2: Предприятия тепловой генерации». Конкретные детали определяются совместно заказчиком по согласованию с местными органами безопасности.

5.12.3.1 Состав общестанционной системы телевизионного видеонаблюдения (CCTV)

В данном проекте устанавливается система телевизионного видеонаблюдения. Она включает системы охранного видеонаблюдения и производственного видеонаблюдения, всего примерно 900 камерных точек (включая систему топливоподачи). Зона наблюдения главным образом включает: главный корпус (в том числе опасные зоны, такие как маслосистема турбины и система пылеприготовления), центральный щит управления, зону за котлом (пылеудаление и десульфуризация), зоны критически важного оборудования (такие как помещения высоко-/низковольтных РУ), вспомогательные цеха (необслуживаемые щиты управления и т. д.), конвейерные системы и другие зоны, критичные для безопасности станции.

Видеопотоки производственного видеонаблюдения отображаются на крупноформатных мониторах в центральном щите управления. Система производственного видеонаблюдения комплектуется в общей сложности 600 камерами, а количество камер охранного видеонаблюдения предварительно принято 300.

5.12.3.2 Функции и состав общестанционной системы контроля доступа

В данном проекте предусмотрено создание системы контроля доступа, закладывающей основу для интеллектуального и автоматизированного управления строительной, производственной и офисной зонами. Системы контроля доступа устанавливаются в зонах критически важного оборудования в главном корпусе — таких как помещения электронного оборудования, помещения высоко-/низковольтных РУ и серверные, — а также в необслуживаемых вспомогательных цехах, критически важных помещениях производственного комплекса (например, лаборатории и серверные информационных систем) и на въездах/выездах ворот

станции и важных офисов. Эти системы обеспечивают контроль точек доступа в реальном времени, управление правами доступа, журналирование, аварийную сигнализацию, интеграцию с пожарной сигнализацией и интеграцию с системой видеонаблюдения. Планируется около 450 точек контроля доступа.

Система контроля доступа интегрирована с интеллектуальной системой управления безопасностью электростанции, обеспечивая необходимую базовую информационную поддержку интеллектуальной системы управления безопасностью.

5.12.3.3 Система охраны периметра

Система охранной сигнализации периметра главным образом обнаруживает несанкционированное проникновение на территорию станции или попытки преодоления охраняемого периметра путём установки электронных ограждений вдоль ограждающей стены станции. Она выдаёт звуковую и световую сигнализацию и отображает место на периметре и соответствующую видеоинформацию. Система безопасности фиксирует изображения событий сигнализации периметра и выполняет вторичное распознавание целей на изображениях сигнализации, эффективно отсеивая подавляющее большинство срабатываний, не вызванных человеком, что повышает точность обнаружения сигнализации периметра.

5.12.4 Принципы выбора основного оборудования тепловой автоматики

5.12.4.1 Для системы SIS выбирать изделия с подтверждённым успешным опытом применения на угольных электростанциях; программное обеспечение базы данных должно быть экономически эффективным;

5.12.4.2 Для DCS выбирать изделия с обширным опытом внедрения;

5.12.4.3 В тяжёлых условиях или в местах, где ручное управление невозможно, применять исполнительные механизмы раздельного типа.

5.12.5 Электро- и воздухоснабжение

5.12.5.1 Электроснабжение

(1) Электроснабжение 380 В переменного тока

а) Распределительная панель тепловой автоматики в главном корпусе получает два ввода 380 В переменного тока: один от секции собственных нужд и один от секции надёжного питания, выполненных как рабочий и резервный. Каждый силовой шкаф оснащён устройством автоматического ввода резерва.

б) Электроснабжение 380 В распределительной панели тепловой автоматики вспомогательного цеха осуществляется от соответствующих распределительных панелей цеха, по две цепи каждая, одна рабочая и одна резервная.

(2) Электроснабжение 220 В переменного тока

а) Общее электроснабжение 220 В переменного тока системы тепловой автоматики главного корпуса осуществляется от силового шкафа тепловой автоматики. Силовой шкаф тепловой автоматики питается от двух источников, оба из которых являются однофазными источниками 220 В переменного тока от ИБП. Каждый силовой шкаф оснащён устройством автоматического ввода резерва.

б) Поблочная распределённая система управления (DCS) питается от двух источников, служащих горячим резервом друг для друга (резервный источник автоматически включается при отказе основного питания). Оба источника — однофазные источники 220 В переменного тока от ИБП, и каждый силовой шкаф оснащён устройством автоматического ввода резерва.

с) Для общестанционных устройств управления (таких как система пожарной сигнализации) питание осуществляется по двум цепям от общей системы ИБП четырёх энергоблоков с автоматическим переключением между ними.

д) Питание критически важных вспомогательных сооружений станции осуществляется от соответствующих распределительных панелей цехов с требованием двухстороннего питания по разным цепям.

е) Питание сети управления вспомогательными системами (цехами) в центральном щите управления осуществляется по двум источникам от общей системы ИБП четырёх энергоблоков с автоматическим переключением между ними.

(3) Электроснабжение постоянного тока

Электротехническая часть данного проекта предусматривает две системы постоянного тока: 220 В пост. тока для силовых нагрузок постоянного тока и 110 В пост. тока для цепей управления постоянного тока.

5.12.5.2 Воздухоснабжение

Ёмкость ресиверов системы приборного сжатого воздуха должна обеспечивать, чтобы при остановке всех воздушных компрессоров система могла подавать воздух в течение 15 минут при давлении не ниже минимального допустимого рабочего давления 0,6 МПа для

пневматического оборудования. Качество воздуха должно отвечать требованиям стандарта DL/T 545-2012.

5.12.6 Теплотехническая лаборатория

В соответствии с требованиями «Руководства по составу испытательного, ремонтного и обслуживающего оборудования и площадей на тепловых электростанциях» (DL/T 5004-2010) в данном проекте предусматриваются лабораторное оборудование и площади лаборатории, включая помещения местного теплотехнического обслуживания.

5.12.7 Компьютерная тренажёрная (симуляционная) система

Компьютерная тренажёрная система данного проекта использует объектно-ориентированные вычислительные технологии и современные методы моделирования для построения имитационных моделей реальных энергоблоков. За счёт использования виртуальных DPU и функций ввода-вывода DCS, а также средств логической конфигурации и человеко-машинного интерфейса (HMI) DCS создаётся тренажёрная система с более высокой точностью воспроизведения технологических характеристик энергоблоков электростанции.

5.12.8 Система кодирования (идентификации)

На данном этапе проекта применяется система идентификации электростанции в соответствии со «Стандартом кодирования системы идентификации электростанций» GB/T 50549-2020. Она присваивает идентификационные коды всему управляющему оборудованию, приборам и системам управления по всей станции для облегчения управления приборами и оборудованием, а также наименования точек измерения в программных системах.

5.12.9 Информационная система управления (MIS)

Одновременно с данным проектом вновь создаётся полноценная информационная система управления электростанцией. Она состоит из двух частей: информационной системы управления на этапе строительства и системы управления на этапе эксплуатации.

5.12.9.1 Информационная система управления на этапе строительства

Функции информационной системы управления на этапе строительства: управление графиком, управление качеством, управление оборудованием, управление материалами, управление строительными машинами и инструментом, финансовое управление, инженерная отчётность, управление чертежами и документами, управление платежами, управление стоимостью, управление безопасностью и охраной окружающей среды, управление трудовыми ресурсами и

информационный веб-сайт.

5.12.9.2 Информационная система управления эксплуатацией

Функции системы MIS эксплуатации включают пять основных компонентов: управление бизнесом, управление производством, управление активами, административное управление и сопровождение системы.

Управление бизнесом: управление планированием и статистикой, комплексное бюджетирование, финансовое управление, себестоимость и калькуляция, управление топливом.

Раздел управления производством: управление эксплуатацией, управление безопасностью, технический надзор и управление, управление производством в реальном времени.

Система управления активами: учёт оборудования, планово-предупредительный ремонт, управление дефектами, управление проектами, типовые работы, планирование смен, управление нарядами, управление закупками, управление запасами, управление ресурсами, управление выводом в ремонт, ремонт по надёжности, бюджетирование работ, учёт затрат.

Раздел административного управления: делопроизводство, управление трудовыми ресурсами, управление документами, комплексные запросы и корпоративный веб-сайт.

5.12.9.3 Общестанционная компьютерная сеть

Создаётся общестанционная компьютерная сеть с гигабитной магистралью и подключениями к рабочим станциям 100 Мбит/с. Устанавливаются два ядровых коммутатора, сконфигурированных как взаимный резерв; количество коммутаторов второго уровня определяется исходя из числа точек подключения к сети в каждом здании. Магистральная сеть использует бронированный шестиволоконный одномодовый волоконно-оптический кабель, а внутри зданий применяется неэкранированная витая пара категории 5е (UTP).

5.12.9.4 Проектирование интерфейсов

Конфигурация интерфейсов MIS и SIS: на стороне SIS устанавливается устройство сетевой изоляции для обеспечения связи между сетями SIS и MIS.

5.13 Компоновка главного корпуса

5.13.1 Принципы компоновки главного корпуса

1) Главный корпус проектируется на 4×660 МВт; при взгляде из машинного зала в сторону котельного отделения это левостороннее развитие.

- 2) Компоновка главного корпуса проектируется по схеме со среднеходными угольными мельницами и компоуется по схеме с передним расположением угольных бункеров.
- 3) Применяются ПВД 100 %-ной производительности однорядного расположения.
- 4) Один питательный насос с турбоприводом 100 %-ной производительности и его предвключённый насос соосно размещаются на площадке обслуживания машинного зала.
- 5) Турбогенераторы размещаются продольным рядом, а площадка обслуживания машинного зала выполнена в виде большой платформы.
- 6) Главный корпус выполнен из стальных конструкций, каркас котла также стальной.
- 7) Воздухоподогреватель размещается между осями К3 и К5 котельного отделения, а над ним — установка денитрификации.
- 8) В машинном зале установлен мостовой кран для монтажа и обслуживания оборудования, такого как паровые турбины.
- 9) Основное вспомогательное оборудование котла (дутьевой вентилятор, вентилятор первичного воздуха, дымосос) выполнено двухрядным, по 50 % производительности.
- 10) Котёл предварительно проектируется как П-образный, схема котла будет проработана по типовому проекту на следующем этапе.
- 11) Применяется четырёхрядная компоновка главного корпуса с режимом «4 энергоблока — 1 щит управления». Центральное здание управления размещается между 2-м и 3-м энергоблоками.

5.13.2 Особенности компоновки главного корпуса

- 1) Применяется четырёхрядная компоновка главного корпуса (т. е. машинный зал, деаэрационное отделение, переднее бункерное отделение, котельное отделение), турбогенераторы размещаются продольным рядом, центральное здание управления расположено между 2-м и 3-м энергоблоками, а центральный щит управления спроектирован по схеме «4 энергоблока — 1 щит». Каждое центральное здание управления имеет проход в машинный зал. Общая длина машинного зала составляет $2 \times 171,5$ м, а расстояние от ряда А до осевой линии дымовой трубы — 208 м.
- 2) Предвключённый насос питательного турбонасоса и главный насос соосны, турбонасосный агрегат размещён на площадке обслуживания машинного зала и поднимается напрямую мостовым краном, что удобно для обслуживания.

- 3) Система водоснабжения использует однорядную компоновку ПВД, и компоновка системы проста.
- 4) Технологическая система и оборудование размещены относительно компактно, что снижает сопротивление системы и экономит электроэнергию на собственные нужды; основные эксплуатационные и ремонтные проходы рациональны, технологический процесс непрерывен, удобен для централизованного управления, расстояние между турбиной и котлом сокращено, а расход материала магистральных трубопроводов снижен.
- 5) Угольная мельница выбрана рационально, а высота каждого яруса угольного бункера оптимизирована.
- 6) Эстакады трубопроводов станции размещены в верхнем пространстве противопожарного прохода, что в полной мере использует пространственный объём и сокращает площадь застройки.
- 7) Котёл имеет плотную закрытую компоновку, дымосос и вентилятор первичного воздуха горизонтально размещены ниже помещения денитрификации в вентиляторном помещении, а электрофильтр и горизонтально размещённый дымосос расположены за топкой.
- 8) Каждый котёл использует два двухкамерных пятипольных электрофильтра. Четыре котла используют одну четырёхствольную дымовую трубу высотой 200 м. Установки денитрификации и десульфуризации также сооружаются одновременно.

Сводная таблица размеров главного корпуса:

Таблица 5.13-1 Размеры главного корпуса

Наименование	Показатель	Значение (ед./ м)
Машинный зал	Шаг колонн	10
	Число пролётов	17 (на каждые 2 энергоблока)
	Пролёт	30.5
	Шаг между сдвоенными колоннами	1.5
	Общая длина данной очереди	2X171.5
	Отметка среднего этажа	отм. +7,8
	Отметка площадки обслуживания	отм. +15,5
	Отметка верха кранового рельса	отм. +28
Деаэраторное отделение	Шаг колонн	10
	Число пролётов	17 (на каждые 2 энергоблока)
	Пролёт	9

	Отметка среднего этажа	отм. +7,8
	Отметка площадки обслуживания	отм. +15,5
	Отметка этажа подогревателей	отм. +34
Бункерное отделение	Шаг колонн	10
	Число пролётов	14 (на каждые 2 энергоблока)
	Пролёт	13,5
	Отметка площадки обслуживания (углепитателей)	отм. +15,50
	Отметка этажа ленточных конвейеров	отм. +40,0
Котельное отделение	Отметка верха главной балки котла	отм. +85
	Отметка площадки обслуживания	отм. +15,5
	Ширина котла	51
	Глубина котла	74,5
Расстояние от ряда колонн А машинного зала до осевой линии дымовой трубы		208

5.13.3 Компоновка главного корпуса

1) Компоновка машинного зала

Машинный зал имеет пролёт 30,5 м и шаг колонн 10,0 м. Каждый энергоблок занимает 8 пролётов, между двумя турбинами имеется общий ремонтный проход в 1 пролёт шириной 10 м, всего 17 пролётов. Температурный шов составляет 1,5 м, а общая длина — 171,5 м.

Главный корпус — левостороннего развития, а центральный щит управления расположен в здании управления между 2-м и 3-м энергоблоками.

Паровая турбина размещается продольно. Машинный зал разделён на три этажа: нижний этаж (0,00 м), средний этаж (7,80 м) и площадку обслуживания (15,50 м). Компоновка каждого этажа следующая:

На отметке 0 м размещены оборудование химической очистки, маслостанция и маслоохладитель питательного турбонасоса, повысительный насос замкнутой охлаждающей воды, теплообменник замкнутой воды; внутри фундамента генератора расположены устройство водяного охлаждения статора и устройство уплотняющего масла генератора; со стороны генератора турбины размещены 2 конденсатора; у ряда В корпуса турбины размещён маслоперекачивающий насос; у ряда А хвостовой части турбины размещены 2 механических

вакуумных насоса и 2 вакуумных насоса Рутса; в хвостовой части генератора размещено электрораспределительное помещение 400 В.

Отметка 7,8 м — преимущественно трубопроводный этаж, на котором размещено вспомогательное оборудование основного агрегата, ПНД № 8 и № 9 размещены у горловины конденсатора. Кроме того, размещены охладители пара уплотнений и главные маслобаки. На среднем этаже также размещён закрытый токопровод генератора, на отметке 5,5 м в хвостовой части генератора расположено электрораспределительное помещение 10 кВ, а на отметке 9 м — помещение электронного оборудования.

Площадка обслуживания машинного зала выполнена в виде большой платформы.

Турбогенераторы размещены продольным рядом, головами турбин к торцу развития.

Устройство низкого байпаса турбины размещено со стороны ряда А главного корпуса; питательный турбонасосный агрегат (соосной компоновки). Для обслуживания конденсаторов, клапанов высокого байпаса и масляного насоса главного маслобака над ними на отметках 7,8 м и 15,5 м предусмотрены ремонтные проёмы со съёмными решётками. После размещения указанного оборудования на площадке обслуживания остаётся весьма просторное монтажно-ремонтное пространство и проходы, обеспечивающие размещение компонентов и ремонтного оборудования при монтаже и обслуживании.

2) Компоновка деаэраторного отделения

Деаэраторное отделение имеет пролёт 9 м и шаг колонн 10 м. Деаэраторное отделение разделено на пять этажей: нижний этаж (0,00 м), средний этаж (7,80 м), площадку обслуживания (15,50 м), этаж подогревателей (25,50 м) и деаэраторный этаж (34,0 м).

Компоновка каждого этажа деаэраторного отделения следующая:

На нижнем этаже (0,00 м) преимущественно размещены низконапорные питательные насосы и пусковые питательные насосы с электроприводом и т. д.

На среднем этаже (7,80 м) преимущественно размещены ПВД № 6, ПНД № 7 и т. д.

На площадке обслуживания (15,50 м) преимущественно размещены ПВД № 3, ПНД № 5 и № 6 и т. д.

На этаже подогревателей (25,5 м) преимущественно размещены ПВД № 1 и № 2, внешний пароохладитель, бак замкнутой воды и т. д.

Деаэратор размещён на отметке 34 м.

Главные лестницы в бункерные отделения деаэраторного отделения на каждом этаже размещены у ряда С деаэраторного отделения, а ряд В каждого этажа деаэраторного отделения является главным эксплуатационным и ремонтным проходом по всему главному корпусу.

3) Компоновка бункерного отделения

Система угольных бункеров данного проекта использует пылесистему прямого вдувания под наддувом со среднеходными мельницами, с передним расположением угольных бункеров.

Бункерное отделение разделено на три этажа: нижний этаж (0,00 м), площадку обслуживания (15,50 м) и этаж ленточных конвейеров (40,0 м). Пролёт бункерного отделения составляет 13,5 м.

Шесть среднеходных угольных мельниц и их вспомогательное оборудование размещены на нулевой отметке бункерного отделения. Площадка обслуживания (15,50 м) оснащена углепитателями, при этом каждой мельнице соответствует один углепитатель. В каждом ряду установлен стальной бункер сырого угля, соответствующий входу углепитателя ниже. Каждый котёл оснащён 6 бункерами сырого угля.

Отметка этажа ленточных конвейеров составляет 40,0 м.

4) Компоновка котла

Котёл размещён плотно и закрыто. Этаж котельного отделения ниже отметки 1,2 м огорожен кирпичными стенами. Отметка площадки обслуживания — 15,50 м, это большая бетонная платформа. Конструкция выполнена из стали, кровля топки — лёгкая металлическая кровля с большой покровной оболочкой герметизирующей конструкции и механизмом подъёма кровли топки. Каркас угольных бункеров имеет соединительные площадки, соответствующие ярусам котла на отметках 15,50 м и 40,0 м рабочего этажа и этажа конвейеров. Каждая площадка яруса устраивается исходя из потребностей эксплуатации и обслуживания оборудования.

Расстояние между осевыми линиями двух котлов составляет 91,5 м.

На нулевой отметке зоны котла размещено оборудование, такое как уплотняющие вентиляторы. Дутьевой вентилятор и вентилятор первичного воздуха симметрично размещены в вентиляторном помещении ниже зоны денитрификации, входы оснащены глушителями, а выходы — калориферами. Двигатели вентилятора первичного воздуха и дутьевого вентилятора используют один подъёмный монорельс.

5) Компоновка зоны за котлом

За котлом по направлению потока дымовых газов последовательно размещены два двухкамерных пятипольных электрофильтра и 2 дымососа.

2 дутьевых вентилятора и 2 вентилятора первичного воздуха размещены в вентиляторном помещении и расположены в помещении.

Данный проект спроектирован по методу денитрификации вне топки (SCR) и монтируется и вводится в работу одновременно с энергоблоком. Дымовые газы поступают в установку SCR с выхода экономайзера котла, подвергаются каталитическому восстановлению и возвращаются на вход воздухоподогревателя.

Дымосос размещён в горизонтальной компоновке в помещении.

6) Оптимизация проходов котельного отделения и фронта котла

Для удобства вертикального перемещения между различными ярусами котла каждый котёл оснащён пожарным лифтом, остановочный ярус которого устанавливается на основном смотровом ярусе котла.

5.14 Архитектурно-строительная часть

5.14.1 Архитектурное проектирование

Архитектурное проектирование на данной стадии выполнено в соответствии с действующими национальными нормами, правилами и положениями электроэнергетической отрасли Китая.

На следующем этапе будут внесены корректировки для приведения в соответствие с местными требованиями Казахстана и полного выполнения его обязательных национальных норм.

5.14.1.1 Компоновка главного корпуса

Комплекс главного корпуса является центральной частью станции и состоит из машинного зала, двойного каркаса «деаэрационное и бункерное отделения», котельного отделения, вентиляторного помещения, центрального здания управления и электротехнического здания управления. Центральное здание управления размещено между энергоблоками № 1 и № 2 и № 3 и № 4, а электротехническое здание управления расположено между двумя котлами.

5.14.1.2 Пути сообщения и эвакуация

Горизонтальные и вертикальные пути сообщения организованы в соответствии с действующими нормами и технологическими требованиями, образуя удобную и беспрепятственную транспортную сеть. Машинный зал должен быть оснащён не менее чем 3

эвакуационными лестницами, две торцевые лестницы которых ведут непосредственно к наружным выходам. Все лестницы должны обеспечивать доступ на все этажи и кровлю главного корпуса. Для каждого котла предусмотрен один пожарный лифт. Каждый цех имеет более двух эвакуационных выходов. Для безопасной эвакуации предусмотрены необходимые вертикальные и горизонтальные проходы. Максимальная длина пути от наиболее удалённой рабочей точки в машинном зале, бункерном отделении и котельном отделении до прямого наружного эвакуационного выхода или эвакуационной лестницы не должна превышать 75 м; максимальная длина пути от наиболее удалённой рабочей точки в центральном щите управления до наружного выхода или лестничной клетки не должна превышать 50 м.

5.14.1.3 Санитарно-бытовые помещения

Санузлы централизованно размещены на этаже $\pm 0,000$ м и площадке обслуживания главного корпуса и центрального здания управления, а также на этаже ленточных конвейеров бункерного отделения. Раковины и трапы установлены в надлежащих местах на нулевой отметке, площадке обслуживания и этаже конвейеров машинного зала и котельного отделения. Санузлы отделаны противоскользящей напольной плиткой, керамической плиткой на стенах и реечными алюминиевыми потолками для удобства уборки и обслуживания.

5.14.1.4 Вентиляция и естественное освещение

Вентиляция машинного зала описана в разделе ОВиК. На каждом этаже машинного зала установлены вентиляционные решётки в перекрытиях. Главный корпус использует естественное освещение через боковые окна, дополненное искусственным освещением.

5.14.1.5 Гидроизоляция и водоотвод

Нулевая отметка котельного отделения спроектирована с разделительным уклоном 0,5 % к внутренним водоотводным лоткам. Для этажа конвейеров применяется система гидросмыва. Все кровли зданий имеют организованный водоотвод. Бетонная кровля главного корпуса выполнена с нижней опалубкой из профилированного стального листа и монолитной железобетонной плитой сверху. Система гидроизоляции кровли предварительно проектируется как два слоя ЭПДМ-мембраны плюс один слой полиуретанового покрытия. Теплоизоляция кровли — экструдированный пенополистирол толщиной 150 мм (предварительно). Кровля котельного отделения выполнена из заводского цветного композитного теплоизолирующего самогидроизолирующего профилированного стального

листа. Центральное здание управления и электротехническое здание управления имеют монолитную бетонную кровлю с той же системой гидроизоляции, что и главный корпус. На нулевой отметке и этаже конвейеров котельного отделения предусмотрен гидросмыв, а на полы санузлов укладывается один слой гидроизоляционной мембраны для предотвращения протечек. Гидросмыв применяется на полу пролёта конвейеров.

5.14.1.6 Противопожарная и взрывозащита

В соответствии с действующими нормами: главные лестницы проектируются как незадымляемые лестничные клетки, оснащённые противопожарными дверями класса В, открывающимися в направлении эвакуации. Предел огнестойкости перегородки между деаэрационным и бункерным отделениями должен быть не менее 1 часа. Для помещений электрооборудования, кабельных шахт и межэтажных пространств применяются противопожарные двери класса В; для электрораспределительных помещений, помещений кондиционирования и вентиляции — противопожарные двери класса А. Для внутренней отделки центрального щита управления и помещений электронного оборудования применяются негорючие материалы класса А.

5.14.1.7 Архитектурные конструкции и отделка

1. Конструкция наружных ограждений. Для наружных стен выше площадки обслуживания котельного отделения применяются заводские композитные теплоизолированные профилированные панели. Наружные стены ниже площадки обслуживания котельного отделения и прочие обычные здания станции выполняются из блоков автоклавного газобетона толщиной 350 мм плюс плиты минераловатной изоляции толщиной 150 мм. Несущие внутренние перегородки выполняются из блоков автоклавного газобетона толщиной 250 мм.
2. Полы из металлоизносостойкого бетона применяются на нулевой отметке, этаже конвейеров и в помещениях высокого стандарта машинного зала, котельного отделения и каркасных конструкций; для лестничных площадок и ступеней применяется противоскользящая керамическая плитка.
3. Для санузлов применяется противоскользящая напольная плитка.
4. На площадке обслуживания машинного зала, в центральном щите управления и электропомещениях укладывается полнотелая керамическая напольная плитка.
5. В помещениях высокого стандарта, таких как центральный щит управления и помещения

электронного оборудования, устанавливаются перфорированные звукопоглощающие алюминиевые потолки.

6. Для проёмов в перекрытиях площадки обслуживания турбины площадью более 2 м² рекомендуются автоматически открывающиеся крышки.

7. Гидроизоляция кровли: два слоя морозостойкой ЭПДМ-мембраны + один слой полиуретанового покрытия.

8. Отделка наружных стен: атмосферостойкая латексная краска для всех каменных наружных стен станции.

9. Обычная внутренняя латексная краска для внутренних стен; неорганическое огнезащитное покрытие класса А для отдельных стен согласно требованиям пожарной защиты или антикоррозионная плитка/краска по необходимости.

10. Наружные двери и окна: крупные въездные и ремонтные ворота — теплоизолированные электрические рулонные стальные ворота или распашные теплоизолированные стальные двери. Наружные окна — двухслойные энергосберегающие алюминиевые окна со стеклопакетом в каждом слое.

11. Конвейерная эстакада: наружные стены выполнены из заводских композитных профилированных стальных листов; на боковых стенах эстакады боковые окна не устраиваются, а освещение и вентиляция организуются по кровле с применением теплоизолированных самогидроизолирующих заводских композитных профилированных стальных листов.

12. Ограждения: полированные нержавеющие ограждения для площадки обслуживания турбины; готовые серийные ограждения для лестниц главного корпуса и зданий предзаводской зоны; шарнирные горячеоцинкованные стальные ограждения для производственных сооружений.

13. Для всех ключевых зданий станции предусмотрены входные тамбуры (вестибюли).

5.14.1.8 Архитектурная форма и цветовое решение

При условии выполнения технологических требований архитектурная форма и фасады проектируются лаконичными, изящными и яркими по цвету, в полной мере отражая стиль современных промышленных зданий, корпоративную культуру и местные национальные особенности.

5.14.1.9 Прочие здания

Для жилых зданий и общепроизводственных цехов: наружные стены — блоки автоклавного газобетона толщиной 350 мм + плиты минераловатной изоляции класса А толщиной 150 мм; внутренние стены — блоки автоклавного газобетона толщиной 250 мм для обычных зон; обычный неглиняный кирпич для стен с антикоррозионными требованиями.

Наружные окна — двухслойные энергосберегающие алюминиевые окна с терморазрывом и стеклопакетом; наружные двери — теплоизолированные стальные двери, с электрическими рулонными воротами для проёмов шириной более 3 м.

Теплоизоляция кровли: экструдированный пенополистирол толщиной 150 мм (класса В и выше), окончательная толщина определяется расчётом энергоэффективности здания. Класс гидроизоляции кровли определяется функцией здания с применением тех же гидроизоляционных материалов, что и для главного корпуса.

На пол всех обычных зданий станции укладываются теплоизолированные экструдированные плиты класса В и выше толщиной 50 мм. Ко всем каменным фасадам по всей станции применяется атмосферостойкое покрытие.

5.14.1.10 Состав и площади вспомогательных зданий

Вспомогательные здания и их площади для данного проекта приведены ниже:

Наименование здания	Площадь по китайскому стандарту	Площадь с учётом 5 % отапливаемых помещений	Примечания
Производственно-административный комплекс	2900	3050	
в том числе: административный офис	2400		
Помещение MIS	100		
Помещение дистанционного управления	50		
Помещение связи	100		
Архив	250		
Общежитие (сменный персонал, приём и обслуживание)	$155 \times 25 + 2000 = 5875$	6170	Общая численность персонала станции: 800 человек; сменный

Наименование здания	Площадь по китайскому стандарту	Площадь с учётом 5 % отапливаемых помещений	Примечания
			персонал на объекте: 155 человек (может измениться на последующих этапах по мере углубления финансирования). Площадь для сменного персонала принята по национальному стандарту 25 м²/чел.
Столовая для персонала и центр досуга	800+800+500+150 (халяльная столовая) — 2250	2362	
Склад материалов	2500	4200	
Ремонтная мастерская	1500		
Помещение охраны и проходная	Главные ворота: 50×2; второстепенные ворота: 20×3	Главные ворота: 52×2; второстепенные ворота: 21×3	
Гараж	1000	1050	
Соединительный коридор зданий	-	540	Для условий холодного климата коридор соединяет несколько зданий.
Общая площадь	16185	17539	

Примечания

- 1. Площадка временного хранения опасных отходов предварительно принята 300 м² в соответствии с действующими нормами.*
- 2. Согласно национальным стандартам, для районов с крайне холодным климатом учитывается надбавка 5 % на отапливаемые помещения.*

5.14.2 Конструкция главного корпуса

Главный корпус выполнен в виде стального каркаса. В поперечном направлении он состоит из трёх пролётов: машинного зала (ось А — ось В), деаэрационного отделения (ось В — ось С) и бункерного отделения (ось С — ось D). Машинный зал выполнен в виде рамы с жёсткими узлами сопряжения кровельной балки с колоннами А и В, а в продольном направлении — в

виде связевого каркаса. Базы колонн выполнены жёсткими или шарнирными. Перекрытие машинного зала — монолитное бетонное по профилированному стальному листу в качестве несъёмной опалубки, а соединение стальных балок с перекрытием обеспечивается анкерными упорами (шпильками). Кровля машинного зала выполнена из сплошнотенчатых стальных балок в сочетании со стальными прогонами, при этом кровельная конструкция оснащена горизонтальными связями.

Каркас В-С-D объединён в единое целое с пролётом А-В. В поперечном направлении применяется рама, в продольном — система связевого каркаса. Как перекрытие, так и кровля выполнены монолитными бетонными по профилированному стальному листу в качестве несъёмной опалубки.

Подкрановые балки в машинном зале — стальные балки, опирающиеся на консоли колонн А и В. Верхний пояс подкрановой балки соединён с колоннами каркаса для передачи поперечных горизонтальных усилий.

Фундамент турбогенератора — бетонный рамный фундамент, полностью отделённый от конструкций станции для предотвращения передачи вибрации.

Угольные бункеры — стальные бункеры, опирающиеся на стальные балки пролёта С-D.

Внутренняя облицовка угольных бункеров выполнена из нержавеющей стали толщиной 3 мм.

Стальная конструкция котла проектируется изготовителем котла. Лифтовая шахта котла соединена с каркасом котла стальной конструкцией.

Передняя площадка котла опирается на колонну D и стальную колонну котла, при этом с одной стороны применяется скользящее соединение.

Верхние части центрального здания управления и электротехнического здания управления выполнены из стальных конструкций, а перекрытия и кровли — монолитные бетонные по профилированному стальному листу в качестве несъёмной опалубки.

5.14.3 Прочие основные производственные здания (сооружения)

5.14.3.1 Дымовая труба

Дымовая труба имеет предварительную высоту 200 м, выполнена с четырьмя стальными внутренними стволами и бетонной наружной оболочкой. Внутренние стволы защищены от коррозии облицовкой из титаново-стального плакированного листа.

5.14.3.2 Здания за котлом

Опорная конструкция электрофилтра выполнена из стали, проектируется и поставляется изготовителем оборудования, с самостоятельными или комбинированными фундаментами под колоннами.

Помещение дымососов выполнено в виде стальной конструкции, с самостоятельными или комбинированными фундаментами под колоннами.

5.14.3.3 Здания золошлакоудаления

Система гидравлического золошлакоудаления:

Такие сооружения, как насосная золоудаления и золошлаковая насосная, выполнены в виде стальных конструкций, с самостоятельными или комбинированными фундаментами под колоннами.

Подземная часть бака золоудалительной воды и бака золошлаковой пульпы выполнена из монолитных железобетонных коробчатых конструкций, а надземная часть — в виде стальной конструкции.

5.14.3.4 Здания (сооружения) топливоподачи

Перегрузочные станции, угледробилки, здания угольных трактов, навесы для бульдозеров и аналогичные сооружения выполнены в виде стальных каркасов с железобетонными самостоятельными или комбинированными фундаментами. Подземные части помещения вагоноопрокидывателя, перегрузочных станций и аналогичных участков выполнены в виде монолитных железобетонных подземных коробчатых конструкций.

Конвейерные галереи выполнены в виде большепролётных стальных ферм. Ограждающие конструкции состоят из двухслойных теплоизолированных профилированных стальных листов, а плиты перекрытий — железобетонные по профилированному стальному листу в качестве несъёмной опалубки. Опорные колонны галерей выполнены из стальных конструкций.

Подземные конвейерные тоннели выполнены из монолитного железобетона.

Угольные склады ленточного типа и склады известняка выполнены полностью закрытыми.

Верхняя часть — арочная пространственная ферма с уложенными сверху цветными профилированными стальными листами. Фундаменты — железобетонные самостоятельные

или комбинированные.

5.14.3.5 Здания (сооружения) водоподготовки

Верхняя часть дренажного лотка энергоблока выполнена в виде железобетонной рамной конструкции, а подземный бак — в виде монолитной железобетонной подземной коробчатой конструкции. Верхние части помещения фильтрации и обессоливания, лабораторного здания и аналогичных сооружений выполнены из стальных конструкций с железобетонными самостоятельными фундаментами. Верхняя часть помещения электролитического получения хлора выполнена в виде железобетонной рамной конструкции с железобетонными самостоятельными фундаментами. Баки и резервуары для воды, как внутри помещений, так и снаружи, выполнены из монолитного железобетона, а фундаменты оборудования — из бетонных или железобетонных конструкций. Внутренние поверхности коррозионностойких каналов, баков сточных вод, нейтрализационных баков и аналогичных сооружений облицованы гранитом толщиной 50 мм на кислотостойком растворе для антикоррозионной защиты; крышки коррозионностойких каналов выполнены из стеклопластика.

5.14.3.6 Электротехнические здания (сооружения)

Фундаменты главного трансформатора, высоковольтного трансформатора собственных нужд и других трансформаторов выполнены из монолитного железобетона. Опоры электрооборудования выполнены из стальных конструкций с железобетонными самостоятельными фундаментами. Главный трансформатор и его конструкции ввода/вывода линий используют стальные трубчатые колонны и стальные фермы-ригели, опирающиеся на железобетонные самостоятельные фундаменты.

Все стальные элементы должны проходить горячее цинкование или цинкование напылением для антикоррозионной защиты.

Верхняя часть релейного помещения выполнена в виде стальной конструкции и опирается на железобетонные самостоятельные фундаменты.

5.14.3.7 Здания (сооружения) десульфуризации и денитрификации дымовых газов

Верхние части комплексного здания технологического процесса десульфуризации, насосной шлама и помещения окислительных вентиляторов выполнены из стальных конструкций, опирающихся на железобетонные самостоятельные фундаменты.

Прочие здания (сооружения) в зоне десульфуризации также имеют верхнюю часть из

стальных конструкций с железобетонными фундаментами. Фундаменты оборудования и баки используют железобетонные и коробчатые фундаменты.

Верхняя часть абсорбционной башни десульфуризации выполнена в виде стальной конструкции, а её фундамент — в виде железобетонной плиты (ростверка).

5.14.3.8 Вспомогательные и подсобные здания (сооружения)

Верхние части вспомогательных и подсобных зданий выполнены из стальных конструкций. Объединённые эстакады трубопроводов станции выполнены из стальных конструкций с железобетонными фундаментами.

5.14.3.9 Подготовка оснований

На данном этапе план подготовки оснований по всей станции предварительно принят в виде монолитных железобетонных набивных свай диаметром Ф800 мм или Ф600 мм. На следующем этапе план подготовки оснований будет дополнительно оптимизирован и проанализирован на основе данных геотехнических изысканий.

5.14.3.10 Тип фундаментов

Фундаменты главного корпуса и зданий (сооружений) за котлом, как правило, выполняются в виде железобетонных самостоятельных или комбинированных фундаментов; нижняя плита фундамента турбогенератора — в виде железобетонной фундаментной плиты (ростверка); подземные сооружения, такие как дренажный канал энергоблока, — в виде железобетонных коробчатых фундаментов.

Фундаменты прочих вспомогательных и подсобных зданий (сооружений), как правило, выполняются в виде железобетонных самостоятельных или комбинированных фундаментов.

5.14.3.11 Меры антикоррозионной защиты фундаментов

На данном этапе грунт предполагаемой площадки станции считается обладающим сильным коррозионным воздействием на бетонные конструкции, при этом арматура железобетонных конструкций и стальные конструкции предварительно считаются находящимися в условиях сильной коррозии. Рекомендуется на следующем этапе провести дополнительную оценку коррозионной активности грунта по отношению к бетонным конструкциям и арматуре железобетонных конструкций.

План антикоррозионной защиты фундаментов предварительно принят следующим:

Подготовительный слой под фундаменты выполняется из бетона класса С20 (толщиной 150

мм).

Для антикоррозионной защиты между фундаментом и подготовительным слоем применяются эпоксидно-битумные или полиуретан-битумные покрытия толщиной ≥ 500 мкм; для фундаментных балок применяются эпоксидно-битумное или полиуретановое покрытие со стеклотканью толщиной ≥ 1 мм. Все бетонные поверхности, контактирующие с грунтом, покрываются антикоррозионной краской.

5.14.3.12 Строительные мероприятия по подготовке оснований и устройству фундаментов
Устройство фундаментов всех зданий (сооружений) должно соответствовать требованиям действующих строительных норм. Для массивного бетона следует предусматривать соответствующие меры предотвращения трещин, а производство работ должно вестись по «Стандарту производства работ из массивного бетона» GB 50496-2018. При введении добавок они должны отвечать требованиям «Технических норм применения добавок в бетон» GB 50119-2013.

Глубокие фундаменты следует возводить раньше мелкозаглублённых. При отсутствии откосного расстояния между глубокими и мелкозаглублёнными фундаментами должны приниматься соответствующие меры по поддержанию мелкозаглублённых фундаментов, обеспечивающие отсутствие нарушения подстилающего их грунта.

5.14.4 Сейсмическое проектирование

В разделе 2.3 отчёта о геотехнических изысканиях указано, что «территория исследуемого района расположена в зоне сейсмической активности 5 баллов и ниже», а в разделе 5.2 заключительной главы говорится, что «исследуемый район расположен на территории с сейсмической интенсивностью менее 6 баллов». Рекомендуются принимать соответствующую сейсмическую интенсивность по китайским стандартам как зону VI.

Таблица 5.14-1 Классы безопасности, категории проектирования оснований и принципы сейсмозащиты основных зданий (сооружений)

NO	Наименование	Класс безопасности и конструкции здания	Категория проектирования основания	Сейсмическое проектирование		Примечание
				Категория здания	Сейсмическая категория	
1	Главный корпус	I/II	A	B	III	Класс безопасности и кровли машинного

NO	Наименование	Класс безопасности и конструкции здания	Категория проектирования основания	Сейсмическое проектирование		Примечание
				Категория здания	Сейсмическая категория	
						зала — I.
2	Фундамент турбогенератора	II	A	B	/	
3	Фундамент котла	II	A	/	/	Проектируется только фундамент
4	Центральное здание управления	II	A	B	IV/III	
5	Дымовая труба	I	A	B	/	
6	Помещение дымососов	II	B	C	IV	
7	Релейное помещение	II	B	C	IV	
8	Здание угледробилок	II	B	B	IV/III	
9	Перегрузочная станция	II	B	B	IV/III	
10	Помещение вагоноопрокидывателя	II	A	B	IV	
11	Конвейерная галерея	II	B	B	IV/III	
12	Ферма угольного склада	II	A	B	/	Проектируется только фундамент
13	Зольный силос	II	B	C	/	
14	Помещение фильтрации и обессоливания	II	B	C	IV	
15	Производственно-административный комплекс и т. д.	II	B	C	IV	
16	Опоры трубопроводов	II	B	C	IV	
17	Прочие общие здания	II	B	C	IV	

5.14.5 Основные гидротехнические сооружения и подготовка оснований

Основные гидротехнические сооружения данного проекта включают: открытый водозаборный канал, прямо- точную водозаборную насосную, повысительную насосную обратной горячей воды, под- питочную водоподъёмную насосную, цех водоочистки, объединённую насосную, помещение углемойки, помещение перекачки канализационных стоков и очистки промышленных сточных вод, транспортные мосты и т. д.

1) Открытый водозаборный канал

Сооружается крупной выемкой; трапециевидное сечение, ширина по дну 15,0 м, заложение откоса 1:3. Внутренний откос защищён бетоном толщиной 120 мм с гравийным переходным слоем 200 мм под ним.

2) Прямо- точная водозаборная насосная

Верхняя конструкция: стальной каркас с шагом 7 м, стальные колонны и кровельные балки,

бетонная кровля по профилированному стальному настилу, ограждение из блоков ALC плюс наружная минераловатная теплоизоляция 150 мм, окна и двери из алюминия с термо- разрывом. Нижняя конструкция: монолитный железобетонный коробчатый фундамент.- -

3) Повысительная насосная обратной горячей воды

Данный проект включает одну повысительную насосную обратной горячей воды. Верхняя конструкция насосной — стальной рамный каркас с шагом колонн 7 м, стальными колоннами и стальными кровельными балками, бетонной кровлей по профилированному стальному настилу, ограждающей стеной из блоков автоклавного газобетона с минераловатной теплоизоляцией 150 мм и окнами и дверями из алюминия с терморазрывом. Нижняя конструкция насосной — монолитный железобетонный коробчатый фундамент.

4) Подпиточная водоподъёмная насосная

Данный проект включает одну подпиточную водоподъёмную насосную. Верхняя конструкция насосной — стальной каркас с шагом колонн 6 м, стальными колоннами и стальными кровельными балками, бетонной кровлей по профилированному стальному настилу, ограждающей стеной из блоков автоклавного газобетона с минераловатной теплоизоляцией 150 мм и окнами и дверями из алюминия с терморазрывом. Нижняя конструкция насосной — монолитный железобетонный коробчатый фундамент.

5) Цех водоочистки

Данный проект имеет один цех водоочистки, представляющий собой стальной каркас на самостоятельном фундаменте со стальными колоннами и стальными кровельными балками. Фундамент — монолитный железобетонный самостоятельный, кровля — бетонная по профилированному стальному настилу. Ограждение — из блоков автоклавного газобетона и плит минераловатной теплоизоляции 150 мм.

6) Объединённая насосная

Данный проект включает одну объединённую насосную. Верхняя конструкция насосной — стальной каркас с шагом колонн 6 м, стальными колоннами и кровельными балками, бетонной кровлей по профилированному стальному настилу, ограждающей стеной из блоков автоклавного газобетона с минераловатной теплоизоляцией 150 мм и окнами и дверями из алюминия с терморазрывом. Нижняя конструкция насосной — монолитный железобетонный

коробчатый фундамент.

77) Помещение углемойки

Данный проект включает одно помещение углемойки. Верхняя конструкция помещения углемойки — стальной каркас с шагом колонн 6 м, стальными колоннами и стальными кровельными балками, бетонной кровлей по профилированному стальному настилу, ограждающей стеной из блоков автоклавного газобетона с минераловатной теплоизоляцией 150 мм и окнами и дверями из алюминия с терморазрывом. Нижняя конструкция помещения углемойки — монолитный железобетонный коробчатый фундамент.

8) Помещение перекачки канализационных стоков и очистки промышленных сточных вод

Данный проект включает одно помещение перекачки канализационных стоков и очистки промышленных сточных вод. Верхняя конструкция помещения очистки промышленных сточных вод — стальной рамный каркас, стальные колонны и стальные кровельные балки, бетонная кровля по профилированному стальному настилу, ограждающая стена из блоков автоклавного газобетона с минераловатной теплоизоляцией 150 мм и окна и двери из алюминия с терморазрывом. Нижняя конструкция — монолитная железобетонная коробчатая конструкция.

9) Транспортный мост

Данный проект предусматривает строительство двух транспортных мостов в подходящих местах территории станции, рассчитанных на нагрузки от тяжёлых транспортных средств. Опоры моста и фундаменты опор — монолитные железобетонные конструкции, пролётное строение — сборная железобетонная конструкция, а покрытие проезжей части — асфальтобетонное. Подготовка оснований опор моста выполняется железобетонными набивными сваями.

10) Прочие гидротехнические сооружения

Все баки для воды, различные колодцы, подземные каналы и т. д. в разделе гидротехнических сооружений данного проекта представляют собой монолитные бетонные конструкции.

11) Подготовка оснований

Ввиду текущего недостатка данных основные гидротехнические здания (сооружения) проектируются с производством работ крупной выемкой, а подготовка оснований рассматривается на основе естественного основания или замены грунта щебнем в

зависимости от глубины заложения различных сооружений. На следующем этапе на основе дополнительных детальных данных геологических изысканий метод подготовки оснований будет пересмотрен или изменён.

12) Защита площадки станции от паводков

Зона строительства данного проекта расположена в пределах равнинной местности вдоль реки Иртыш, имеющей отдельные понижения и уклоны. На этих участках распространены солёные и солоноватые озёра, представляющие собой сезонные водосборы. Сезонные паводки в районе Экибастузской электростанции обусловлены снеготаянием и происходят преимущественно весной. Паводки, вызванные ливневыми дождями, чрезвычайно редки, а их пиковый расход составляет лишь незначительную долю от пикового расхода, формируемого снеготаянием. Sandaksol Lake (озераШандаксол) and Karasol Lake (Карасол) were once periodically dry lakes with relatively small fluctuations in water level.

Согласно имеющимся в настоящее время данным, площадка проекта не подвержена воздействию паводков и не требует строительства противопаводковых сооружений.

5.15 Системы водоснабжения и водоотведения и сооружения охлаждения

5.15.1 Система охлаждения основного оборудования

5.15.1.1 Общие сведения о системе охлаждения

Первоначально планируемая мощность Экибастузской электростанции составляла 16 энергоблоков по 500 МВт каждый. ГРЭС-3, то есть данный проект, устанавливает 4×660 МВт и примыкает к ГРЭС-2. Система циркуляционного охлаждения основного и вспомогательного оборудования ГРЭС-2/3 использует прямоточную систему охлаждения водой из Туздыкольского водохранилища. Водозабор и открытый водозаборный канал сооружены в одну очередь на 16×500 МВт, с максимальным расходом водозабора 260 м³/с. Открытый водозаборный канал продлён до фронта ряда А зарезервированных энергоблоков № 3 и № 4 ГРЭС-2. В настоящее время энергоблоки № 1 и № 2 старой станции находятся в работе, а энергоблоки № 3 и № 4 по различным причинам в эксплуатацию не введены. Расход охлаждающей воды, требуемый для энергоблоков 4×500 МВт ГРЭС-2, составляет 70 м³/с, а расход, требуемый для энергоблоков 4×660 МВт данного проекта, составляет 80.6 м³/с. Суммарный расход охлаждающей воды составляет 150.6 м³/с, что составляет лишь 58 % существующей пропускной способности водозабора и открытого водозаборного канала.

Поэтому данный проект не требует строительства нового водозабора или открытого водозаборного канала; необходимо лишь продлить существующий открытый водозаборный канал до фронта ряда А данного проекта.

5.15.1.2 Насосная циркуляционной воды и циркуляционные насосы

Для данного проекта будет построена одна новая насосная циркуляционной воды, забирающая воду из продлённого открытого водоподающего канала. Насосная будет полностью закрытой конструкции. Каждый энергоблок будет оснащён циркуляционными насосами 2×50 %. Всего в насосной будет установлено 8 вертикальных циркуляционных насосов. На каждые два энергоблока принята схема расширенного блока. В водоприёмном аванкамере насосной последовательно устанавливаются шандоры, плоские плоскостные сетки, вращающиеся сетки и промывочные насосы.

Система золоудаления данного проекта использует совмещённую систему гидравлического золошлакоудаления. Потребность в воде для транспортировки золы и шлака составляет 7800 м³/ч, которая обеспечивается водой из Туздыкольского водохранилища, а также очищенными сточными водами и дренажом данного проекта. С учётом рекуперации и повторного использования осветлённой воды из золоотвала окончательная потребность в подпиточной воде системы гидравлического золошлакоудаления составляет 2600 м³/ч.

Кратность циркуляции охлаждения данного проекта составляет 60, то есть расход охлаждающей воды конденсатора каждого энергоблока — 69 050 м³/ч, потребность во вспомогательной охлаждающей воде — примерно 2800 м³/ч, а расход воды системой золоудаления — 2600 м³/ч. Поэтому расчётный расход воды системы охлаждения каждого энергоблока составляет 72 500 м³/ч (20,14 м³/с). Расход каждого циркуляционного насоса принят равным 50 % указанного суммарного расхода, что даёт расход 36 250 м³/ч (10,07 м³/с) на насос, при напоре Н=19,5 м и мощности N=2500 кВт.

5.15.1.3 Напорный трубопровод циркуляционной воды

Два стальных трубопровода D2400 от двух водозаборных насосов каждого энергоблока за пределами насосной объединяются в один напорный входной коллектор DN3000. За пределами машинного зала этот коллектор вновь разделяется на два стальных трубопровода DN2200 для подачи воды в конденсатор.

Трубопроводы циркуляционной воды оснащены устройствами выпуска воздуха и

опорожнения. При обслуживании для отвода воды из дренажного приемка в ближайший лоток промышленных сточных или ливневых вод может использоваться передвижной погружной насос.

5.15.1.4 Сбросной трубопровод циркуляционной воды и сифонный колодец

Сбросная вода от каждого конденсатора отводится по двум стальным трубопроводам DN2200 в сифонный колодец, а затем по одному стальному сбросному трубопроводу DN3200 — к выпуску водохранилища.

Функция сифонного колодца — затопление сбросных труб конденсатора, что позволяет поддерживать вакуум в водяных камерах конденсатора и давление в подающих и отводящих трубах, снижая требуемый напор водозаборных насосов.

5.15.1.5 Выпуск (сброс)

Выпуск данного проекта размещён ниже по течению от выпуска ГРЭС-2. На выпуске предусмотрены мероприятия по гашению энергии для снижения скорости потока на выходе. С учётом замерзания водохранилища зимой одна ветвь сбросной тёплой воды направляется в водоприёмный аванкамеру насосной циркуляционной воды для растапливания льда.

5.15.1.6 Температура воды и противодействие

Для охлаждения отработавшего пара паровой турбины данного проекта принята прямоточная система охлаждения водой из Туздыкольского водохранилища. Среднегодовая температура воды водохранилища предварительно принята 12°C, а противодействие выхлопного устройства турбины предварительно принято 4,9 кПа.

Летняя температура воды водохранилища предварительно принята 33°C, а противодействие выхлопного устройства турбины предварительно принято 10,5 кПа.

Заказчик в настоящее время поручает соответствующим местным органам предоставить актуальные данные о температуре воды водохранилища. После получения окончательных данных о температуре воды значение противодействия выхлопного устройства турбины будет уточнено.

5.15.2 Система подпиточной воды станции

5.15.2.1 Внешняя система подпиточной воды

Техническая вода для подпитки котлов, подпитки системы десульфуризации и прочих производственных нужд, а также хозяйственно-бытовая вода данного проекта будут поступать

из канала Иртыш — Караганда. Для данного проекта будет построена станция очистки сырой воды. Точка водозабора из канала расположена к югу от площадки проекта. Суммарная потребность в технической и хозяйственно-бытовой воде для энергоблоков 4×660 МВт составляет примерно 900 м³/ч. Для подачи воды из канала на территорию станции прокладываются два подпиточных трубопровода D426×8 с заглублением в землю. Длина каждого одиночного подпиточного трубопровода — 24км, а в качестве материала предварительно приняты сварные стальные трубы..

5.15.2.2 Внутренняя система подпиточной воды

После подачи на электростанцию вода канала поступает на местную станцию очистки сырой воды для обработки. Процесс и оборудование очистки сырой воды предварительно проектируются следующим образом:

Два 600 м³/ч механических ускорительных осветлителя и два 500 м³/ч фильтра с водовоздушной промывкой будут установлены на территории станции. Всё оборудование размещается в помещении. Вода канала после осветления механическими ускорительными осветлителями и фильтрации фильтрами с водовоздушной промывкой поступает в баки промышленного и противопожарного запаса. Затем она нагнетается промышленными насосами, насосами сырой воды и пожарными насосами для подачи к различным точкам водопотребления на территории станции.

Будет установлен полностью автоматический бытовой водоочиститель для дополнительной обработки отфильтрованной воды. Очищенная хозяйственно-бытовая вода поступает в бак запаса хозяйственно-бытовой воды и нагнетается насосами хозяйственно-бытовой воды для подачи к точкам хозяйственно-бытового водопотребления на территории станции.

На территории станции будут построены два бака промышленного и противопожарного запаса объёмом 4000 м³, один бак запаса хозяйственно-бытовой воды объёмом 100 м³ и одна объединённая насосная.

В объединённой насосной разместятся три пожарных насоса, три промышленных насоса, три насоса сырой воды, три насоса подачи на фильтры и одна частотно-регулируемая установка хозяйственно-бытового водоснабжения.

5.15.3 Системы производственного и хозяйственно-бытового водоснабжения и водоотведения

5.15.3.1 Система водоснабжения территории станции

Системы производственного и хозяйственно-бытового водоснабжения на территории станции данного проекта включают: систему сырой воды, систему технической воды, систему повторного использования сточных вод, систему смывной и хозяйственно-бытовой воды топливоподачи и подающий трубопровод системы гидравлического золоудаления. Каждая система представляет собой самостоятельную трубопроводную сеть.

(1) Система технической воды: вода канала после осветления и фильтрации направляется в два бака промышленного и противопожарного запаса объемом 4000 м³ на электростанции для регулирования и хранения. Затем она подаётся промышленными насосами на охлаждающую воду механических подшипников оборудования, подпитку системы смыва топливоподачи, систему десульфуризации, воду для смыва полов, воду химического дозирования и подпиточную воду кондиционирования.

(2) Система сырой воды: вода, хранящаяся в баках промышленного и противопожарного запаса, нагнетается насосами сырой воды и подаётся на установку подготовки подпиточной воды котлов.

(3) Система хозяйственно-бытовой воды: включает хозяйственно-бытовую и душевую воду на территории станции, подаваемую частотно-регулируемой установкой хозяйственно-бытового водоснабжения.

(4) Система повторного использования промышленных сточных вод обеспечивает подпиточную воду системы десульфуризации, подаваемую насосами повторного использования очищенной воды, установленными в насосной сточных вод данного этапа.

(6) Система смывной воды топливоподачи: включает смывную и пылеподавляющую воду для конвейерных галерей и перегрузочных башен топливоподачи. Для данного этапа предусматривается отдельная трубопроводная сеть.

5.15.3.2 Система водоотведения территории станции

Данный проект использует отдельную систему водоотведения. На территории станции предусмотрены коллекторы хозяйственно-бытовой канализации, коллекторы нефтесодержащих сточных вод, коллекторы промышленных сточных вод и напорная система водоотведения смывной воды топливоподачи.

Коллектор хозяйственно-бытовой канализации собирает хозяйственно-бытовые сточные воды

с территории станции в регулирующий бак хозяйственно-бытовых сточных вод для очистки.

Коллектор нефтесодержащих сточных вод собирает аварийный слив масла из трансформаторов и маслобаков в главном корпусе в аварийный маслосборный бак для предварительного разделения нефти и воды, после чего нефтесодержащие сточные воды сбрасываются в коллектор промышленных сточных вод.

Коллектор промышленных сточных вод собирает стоки от мытья полов и мытья оборудования с территории станции в регулирующий бак промышленных сточных вод для очистки.

Напорная система водоотведения смывной воды топливоподачи означает, что вода от мытья полов каждой конвейерной галереи собирается в приемки у соответствующих перегрузочных башен, нагнетается насосами водоотведения углесодержащих вод и направляется в регулирующий бак углесодержащих вод для очистки.

Дождевая вода со всей территории станции собирается дождевыми лотками и самотёком поступает в дождевую насосную. Часть дождевой воды рассматривается для рекуперации и повторного использования. Избыточная дождевая вода, которую невозможно использовать повторно, поднимается дождевыми насосами и в конечном итоге сбрасывается в Туздыкольское водохранилище через сбросные трубопроводы циркуляционной воды.

5.15.4 Системы очистки сточных и канализационных вод

Данный проект включает самостоятельные системы очистки хозяйственно-бытовых сточных вод, промышленных сточных вод и углесодержащих сточных вод.

5.15.4.1 Система очистки хозяйственно-бытовых сточных вод

Данный проект использует два комплекта заглублённых установок очистки хозяйственно-бытовых сточных вод производительностью 15 м³/ч каждая. Хозяйственно-бытовые сточные воды очищаются по технологии биологического контактного окисления. Очищенные хозяйственно-бытовые сточные воды подаются насосами повторного использования в бак очищенной воды промышленных сточных вод и единообразно направляются на повторное использование в систему десульфуризации через систему повторного использования промышленных сточных вод.

5.15.4.2 Система очистки промышленных сточных вод

Промышленные сточные воды электростанции делятся на две категории. Первая категория — низкоминерализованные промышленные сточные воды, включающие главным образом стоки

от мытья полов главного корпуса и других цехов и сточные воды с высоким содержанием взвешенных веществ, сбрасываемые из системы подготовки подпиточной воды котлов. Другая категория — высокоминерализованные сточные воды, сбрасываемые из системы подготовки подпиточной воды котлов, которые напрямую повторно используются в системе десульфуризации.

Данный проект имеет самостоятельную систему коллекторов промышленных сточных вод. Все низкоминерализованные промышленные сточные воды собираются в помещение очистки промышленных сточных вод для централизованной очистки и последующего повторного использования. Шлам от очистки промышленных и хозяйственно-бытовых сточных вод после обезвоживания вывозится за пределы объекта на захоронение.

Данный проект использует два комплекта установок очистки промышленных сточных вод производительностью 50 м³/ч каждая.

5.15.4.3 Очистка углесодержащих вод

Углесодержащие воды в данном проекте относятся главным образом к смывным стокам системы топливоподачи. Смывные стоки системы топливоподачи собираются каждым участком смыва в регулирующий бак помещения углемойки, затем нагнетаются насосами углесодержащих вод и направляются на оборудование очистки углесодержащих вод.

Углесодержащие воды после осветления и фильтрации поступают в бак очищенной воды.

Очищенная вода в баке затем нагнетается и повторно используется как смывная вода системы топливоподачи и вода орошения угольного склада. Угольный шлам после очистки обезвоживается и отправляется на угольный склад, а углесодержащие воды после отстаивания поступают в регулирующий бак помещения углемойки.

Данный проект использует два комплекта установок очистки углесодержащих вод производительностью 20 м³/ч каждая.

5.15.5 Внешняя система гидравлического золоудаления

(1) Золопроводы

ГРЭС-2 использует совмещённую систему гидравлического золошлакоудаления. К золоотвалу, расположенному примерно в 15 км от электростанции, проложены три золопровода гидрозолоудаления DN900.

Данный проект также будет использовать совмещённую систему гидравлического

золошлакоудаления. К золоотвалу планируется проложить шесть золопроводов гидрозолоудаления D559×10 мм, четыре в работе и два в резерве. Ввиду совместного удаления золы и шлака трубопроводы подвержены некоторому абразивному износу шлаком, поэтому золопроводы выполняются из износостойких стальных труб.

Шесть золопроводов данного этапа будут проложены параллельно и по трассе золопроводов ГРЭС-2, надземно, с бетонными опорами или пьедесталами по трассе.

(2) Система оборотного водоснабжения золовой воды

Ниже по течению от дамбы золоотвала планируется построить насосную оборотной золовой воды. Насосная будет полузаглублённой, с тремя оборотными насосами внутри. Золовая вода данного проекта собирается вертикальными шахтами и самотёком по трубам поступает в насосную оборотной золовой воды. После нагнетания оборотными насосами она направляется обратно в систему гидравлического золоудаления на территории станции по оборотным золоводопроводам для повторного использования.

Оборотные золоводопроводы прокладываются параллельно золопроводам данного проекта, с заглублением в землю. Оборотные золоводопроводы выполняются из стальных труб.

5.16 Золоотвал

5.16.1 Ёмкость золоотвала

ГРЭС-3. Золоотвал расположен примерно в 9,0 км от электростанции, площадью 3,9 км².

Начальные ограждающие дамбы будут возведены с юго-восточной и северо-западной сторон с отметкой гребня 83,0 м абс. При отметке поверхности золы 82,0 м абс.: полезная ёмкость около 2100×10^4 м³, срок службы около 5 лет.

При окончательной отметке гребня 91,0 м абс. и отметке поверхности золы 90,0 м абс.: суммарная ёмкость около 4200×10^4 м³, срок службы около 10 лет.

5.16.2 Схема гидравлического золоудаления (мокрый золоотвал)

1) Золоотвальная дамба

Площадка золоотвала данного этапа проекта представляет собой котловину солёного озера. Планируется возвести начальные золоотвальные дамбы с юго-восточной и северо-западной сторон площадки золоотвала для отделения текущего золоотвала ГРЭС-3 от существующего мокрого золоотвала и формирования самостоятельного замкнутого золоотвала.

Начальная золоотвальная дамба — уплотнённая земляно-каменная дамба с отметкой гребня

83,0 м абс., шириной по верху 4,0 м и ориентировочной высотой около 9,0 м. Внутренний и наружный откосы начальной дамбы запроектированы с заложением 1:2,5. Длина оси начальной дамбы с юго-восточной стороны — около 2100 м, а с северо-западной стороны — около 1100 м.

Для предотвращения размыва дождевой и осветлённой водой, ветропесчаной эрозии и защиты поверхности откоса как для внутреннего, так и для наружного откосов начальной дамбы применяется защита из бетона толщиной 120 мм. Конкретный состав внутреннего и наружного откосов изнутри наружу следующий: уплотнённая земляная насыпь, противοфилтpационная геомембpана HDPE, гравийный подстилающий слой толщиной 200 мм и защитная поверхность из бетона толщиной 120 мм.

2) Опоры золопроводов гидрозолоудаления на золоотвале

Трубопровод транспортировки золы и шлака прокладывается надземно вдоль земли, при этом опоры трубопровода устанавливаются с интервалом около 8,0 м ниже трубопровода. Опоры трубопровода выполняются из монолитного железобетона.

3) Система дренажа золоотвала

Для оборота осветлённой воды золоотвала предлагается построить на золоотвале две железобетонные дренажные вертикальные шахты, соединённые со стволами шахт сталебетонными дренажными водопропусками. Отстоявшаяся и осветлённая вода золоотвала транспортируется в насосную оборотной осветлённой воды по водопропускам, а затем направляется обратно на станцию для повторного использования.

4) Противοфилтpационная защита золоотвала

При загрязнении подземных вод и грунта вода служит переносчиком. Если предотвратить инфильтрацию осветлённой воды, это предотвратит загрязнение подземных вод вредными компонентами золы. Поэтому для дна золоотвала данного проекта требуется противοфилтpационная обработка. Схема противοфилтpации использует одинарную искусственную композитную противοфилтpационную систему (HDPE + бентонитовый гидроизоляционный мат), которая состоит сверху вниз из: твёрдых отходов — защитного слоя — искусственного противοфилтpационного слоя (полиэтиленовая плёнка высокой плотности) — бентонитового гидроизоляционного мата (GCL) — слоя основания. Защитный слой выполняется из грунта или золы зоны складирования, а искусственный

противофильтрационный слой — из полиэтиленовой плёнки высокой плотности толщиной 1,5 мм.

5) Насосная оборотной осветлённой воды

Для оборота осветлённой воды с целью повторного использования в подходящем месте за пределами золоотвала будет построена насосная оборотной осветлённой воды. Нижняя конструкция насосной — железобетонная, верхняя — железобетонная рамная конструкция.

5.16.3 Склад гипса десульфуризации

Гипс десульфуризации рассматривается для комплексной утилизации. Вблизи периметра территории станции сооружается временный склад гипса, рассчитанный на хранение объёма гипса десульфуризации за полмесяца.

За пределами станции будет построена ещё одна площадка складирования, ёмкость которой рассчитана на размещение гипса десульфуризации за десять месяцев в год. Площадь склада гипса составляет примерно 524m × 524m.

5.17 Пожарная защита

5.17.1 Нормы и стандарты проектирования пожарной защиты

- Нормы проектирования крупных и средних тепловых электростанций (GB 50660-2011)
- Нормы противопожарного проектирования зданий (GB 50016-2014) (ред. 2018)
- Стандарт противопожарного проектирования тепловых электростанций и подстанций (GB 50229-2019)
- Нормы проектирования водного хозяйства тепловых электростанций (DL/T 5339-2018)
- Нормы проектирования размещения огнетушителей в зданиях (GB 50140-2005)
- Нормы проектирования спринклерных систем (GB 50084-2017)
- Нормы проектирования систем пожаротушения распылённой водой (GB 50219-2014)
- Нормы проектирования систем углекислотного пожаротушения (GB 50193-93 (ред. 2010)))
- Нормы проектирования газовых систем пожаротушения (GB 50370-2005)
- Нормы проектирования систем автоматической пожарной сигнализации (GB 50116-2013)
- Закон Китайской Народной Республики о пожарной безопасности

5.17.2 Основные принципы проектирования пожарной защиты

(1) Реализовать политику «профилактика прежде всего в сочетании с пожаротушением».

Исходя из особенностей технологического процесса, каждый раздел должен в полной мере

учитывать профилактические меры при выборе и размещении оборудования и материалов, а при проектировании противопожарных разрывов между зданиями и строительных конструкций должны приниматься эффективные меры по предотвращению возникновения и распространения пожаров.

(2) Пожаротушение на электростанции должно основываться на самоспасении. Основным средством пожаротушения является водяное пожаротушение. Должна быть предусмотрена система пожарного водоснабжения высокого давления, а сеть пожарного водопровода на территории станции должна быть самостоятельной системой.

(3) Для важных зданий и оборудования должны быть предусмотрены несколько средств пожаротушения. Помимо обычных систем пожарной защиты и переносных огнетушителей, должны устанавливаться определённые специальные системы пожаротушения.

- В инженерном помещении и релейном помещении центрального здания управления должны устанавливаться системы пожаротушения чистым газовым агентом.
- В помещениях электронного оборудования, кабельных межэтажных пространствах, помещениях РУ и угольных бункерах главного корпуса и котельного отделения должны устанавливаться газовые системы пожаротушения CO₂.
- Системы автоматического спринклерного пожаротушения должны устанавливаться в зонах главных трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, пуско-резервных трансформаторов, реакторов, на отметке угольных бункеров и на конвейерных лентах в конвейерных галереях.
- В закрытом угольном складе должны устанавливаться автоматические лафетные водяные стволы.
- В кабельных шахтах главного корпуса и центрального здания управления должны устанавливаться автоматические устройства пожаротушения с термочувствительной трубкой (Firetrace).

(4) Должна быть создана общестанционная система пожарного обнаружения, сигнализации и управления.

(5) Площадь данного проекта менее 100 га, поэтому количество одновременных пожаров может приниматься равным одному. Должна применяться самостоятельная система пожарного водоснабжения.

(6) Дежурный персонал и специалисты по пожарной защите должны работать совместно.

Дежурный персонал отвечает главным образом за обслуживание и контроль средств пожарной защиты и тушение пожаров на ранней стадии внутри зданий.

(7) Должна быть усилена работа по управлению пожарной защитой. Электростанция должна создать организацию пожарной защиты и разработать конкретные системы предотвращения пожаров, пожаротушения, пожарного надзора и обслуживания средств пожарной защиты, а также эффективно их реализовать.

(8) На территории станции должны быть предусмотрены два бака промышленного и противопожарного запаса объёмом 4000 м³. В пожарной насосной должны быть предусмотрены комплект пожарных насосов и устройство поддержания давления. Расход и напор пожарных насосов должны отвечать требованиям электростанции. Запас пожарной воды должен покрывать суммарный расход воды на единичный наибольший пожар по всей станции.

5.17.3 Системы пожаротушения, принятые для данного проекта

- (1) Обычная система пожаротушения от гидрантов
- (2) Система автоматического спринклерного пожаротушения
- (3) Система газового пожаротушения чистым агентом
- (4) Система газового пожаротушения СО₂ низкого давления
- (5) Система пожаротушения с термочувствительной трубкой (Firetrace)
- (6) Система пожаротушения стационарными лафетными стволами
- (7) Система пожарного обнаружения и сигнализации
- (8) Переносные огнетушители

5.17.4 Проектирование систем пожаротушения

Системы пожаротушения данного проекта выбираются и комплектуются в соответствии с требованиями национальных норм и стандартов пожарной защиты, таких как Стандарт противопожарного проектирования тепловых электростанций и подстанций (GB 50229-2019). Система автоматического спринклерного пожаротушения и обычная система водяного пожаротушения данного проекта выполняются как совмещённая система. В пожарной насосной на территории станции предусматриваются два пожарных насоса с электроприводом, один пожарный насос с дизельным приводом и один комплект оборудования поддержания

пожарного давления. Оборудование поддержания давления используется для поддержания давления воды в сети пожарного водопровода при нормальных условиях. Система пожаротушения от гидрантов включает внутренние и наружные системы пожаротушения от гидрантов; система автоматического спринклерного пожаротушения включает закрытые спринклерные системы с водозаполненными трубопроводами, дренчерные системы заливающего типа, дренчерные завесы и системы водяного распыления; газовые системы пожаротушения включают систему пожаротушения чистым газовым агентом и систему углекислотного пожаротушения низкого давления. Пожарные насосы должны питаться как потребители I категории. Системы автоматического пожаротушения, противопожарные электроприводные клапаны и цепи управления переменного тока должны питаться как потребители надёжного питания.

5.17.4.1 Системы водяного пожаротушения

(1) Расход пожарной воды

Согласно Нормам противопожарного проектирования зданий, количество одновременных пожаров на территории электростанции данного проекта принимается равным одному. В пожарной насосной станции предусматриваются два пожарных насоса с электроприводом, один пожарный насос с дизельным приводом и один комплект оборудования поддержания пожарного давления.

Пожарные насосы станции с электроприводом:

Расход: 400 м³/ч

Напор: 119 м

Мощность двигателя: 180 кВт

Напряжение двигателя: 380 В

Пожарный насос станции с дизельным приводом:

Расход: 800 м³/ч

Напор: 119 м

Мощность дизельного двигателя: 339 кВт

Оборудование поддержания давления:

Including one Ф1000 pressure tank,

2 насоса поддержания давления, расход 18 м³/ч, напор 120 м, мощность 11 кВт.

(2) Баки противопожарного запаса

На территории станции должны быть предусмотрены два бака промышленного и противопожарного запаса объёмом 4000 м³, способные покрыть суммарную потребность в воде на единичный наибольший пожар. Внутри баков должны быть предусмотрены защитные меры для обеспечения того, чтобы объём пожарной воды не расходовался на иные цели. После пожара система подпитки способна восстановить объём пожарной воды в баках в течение 48 часов.

(3) Система автоматического спринклерного пожаротушения

Система автоматического спринклерного пожаротушения включает закрытые спринклерные системы, открытые системы водяного распыления, дренчерные системы заливающего типа и дренчерные завесы, расположенные в главном корпусе, у наружных трансформаторов и в системе топливоподачи.

5.17.4.2 Система газового пожаротушения чистым агентом

В зонах с частым присутствием персонала, таких как инженерное помещение и помещение электронного оборудования в главном корпусе, сетевом релейном здании и центральном здании управления данного проекта, должна применяться система газового пожаротушения чистым агентом. Система пожаротушения проектируется как стационарная комбинированная распределительная система исходя из размеров и расположения помещений, со способом тушения методом объёмного заполнения.

Система пожаротушения IG541 состоит главным образом из баллонов хранения агента, вентилях баллонов, обратных клапанов, манометров, пусковых устройств, гибких рукавов высокого давления, стеллажей для баллонов, коллекторов, предохранительных клапанов, селекторных клапанов, устройств обратной связи по давлению, трубопроводной сети и насадок.

Расчётное количество огнетушащего агента определяется как сумма количества агента для тушения наибольшей защищаемой зоны комбинированной распределительной системы плюс остаточное количество с учётом потерь агента через двери и окна.

5.17.4.3 Система газового пожаротушения углекислотой низкого давления

В данном проекте устанавливаются два комплекта комбинированных распределительных систем углекислотного газового пожаротушения низкого давления. Системы выполнены

стационарного трубопроводного типа. Защищаемые зоны включают помещение РУ котла, помещение РУ постоянного тока, помещение РУ надёжного питания, кабельные межэтажные пространства и другие защищаемые зоны. Для бункеров сырого угля (угольных бункеров) в зоне котельного отделения предусматривается система флегматизации углекислотой низкого давления.

(1) Комбинированная распределительная система углекислотного пожаротушения низкого давления

Основные проектные параметры и ключевые особенности системы углекислотного пожаротушения низкого давления следующие:

Состав системы: система углекислотного пожаротушения низкого давления состоит главным образом из бака хранения, компрессорного агрегата, контроллера системы CO₂ низкого давления, контроллера воздушного тракта, пилотного контроллера, переливного предохранительного клапана, главного клапана, устройства обратной связи, трубопроводов выпуска агента, насадок и т. д.

(2) Система флегматизации углекислотой низкого давления

Состав системы: контроллер устройства хранения, местная панель управления, устройство хранения CO₂ низкого давления, предохранительное сбросное устройство, контроллер выпуска, главный управляющий клапан, селекторный клапан, устройство обратной связи по давлению, испаритель, блок управления испарителем, моторизованные шаровые краны, насадки флегматизации, газоподающие трубопроводы и т. д. Испаритель обеспечивает равномерное и медленное заполнение испарённой углекислотой защищаемой зоны бункера сырого угля (угольного бункера), при времени флегматизации 8 часов.

5.17.4.4 Устройство пожаротушения с термочувствительной трубкой (Firetrace)

Устройства пожаротушения с термочувствительной трубкой (Firetrace) должны устанавливаться в закрытых кабельных шахтах главного корпуса, центрального здания управления, котельного отделения и в других местах данного проекта.

Устройство пожаротушения с термочувствительной трубкой (Firetrace) состоит главным образом из сосуда, заполненного огнетушащим агентом, вентилия сосуда, находящейся под давлением термочувствительной трубки, способной выпускать огнетушащий агент и обладающей функцией обнаружения пожара, манометра, обратного клапана, реле давления,

сигнального звонка и специальных соединителей термочувствительной трубки.

Огнетушащим агентом, применяемым в данном проекте, является углекислый газ.

5.17.4.5 Стационарный лафетный водяной ствол

На угольном складе данного проекта должны устанавливаться стационарные лафетные водяные стволы для тушения пожаров в пределах угольного склада, обеспечивая, чтобы любая точка угольного склада (верх угольного штабеля и зона откоса) могла одновременно орошаться не менее чем двумя водяными струями.

Должны применяться лафетные водяные стволы стандартного типа. Расчётный расход каждого ствола — не менее 30 л/с, а номинальное рабочее давление — 0,8 МПа.

5.17.4.6 Комплектование огнетушителями

Комплектование огнетушителями различных зданий, сооружений и оборудования на территории электростанции выбирается и выполняется согласно китайским нормам.

5.17.4.7 Водоотведение при пожаротушении

При внутреннем пожаротушении от гидрантов сбросная вода должна отводиться во внутреннюю систему дренажа полов. При механическом водоотведении расход дренажа определяется исходя из расхода двух гидрантов.

При наружном пожаротушении от гидрантов сбросная вода должна отводиться в наружную систему ливневого водоотведения.

5.17.4.8 Пожарные автомобили

Данный проект должен быть оснащён одним пожарным автомобилем с водяной цистерной и одним комбинированным порошково-пенным пожарным автомобилем. По результатам выездных обследований существующая станция (ГРЭС-2) не имеет пожарного депо и полагается на государственные пожарно-спасательные службы. Данный проект также не предусматривает строительство пожарного депо и будет полагаться на государственные пожарно-спасательные службы.

5.17.4.9 Пожарная защита внешней системы топливоподачи

Внешняя система транспортировки угля данного проекта планируется по схеме криволинейного ленточного конвейера большой протяжённости, с пятью перегрузочными станциями. Ленточный конвейер открытого типа и оснащён козырьками; средства пожарной защиты для самого конвейера не предусматриваются. Для перегрузочных станций пожарная

защита обеспечивается внутренними и наружными пожарными гидрантами. Вблизи каждой перегрузочной станции устанавливается одна заглублённая объединённая насосная станция пожарного водоснабжения. Поскольку имеется пять внешних перегрузочных станций, всего устанавливается пять таких заглублённых объединённых насосных станций пожарного водоснабжения. Объединённая насосная станция пожарного водоснабжения имеет стальную конструкцию и состоит из одного бака пожарной воды объёмом 1296 м³ и насосного помещения, в котором установлены три пожарных насоса (два рабочих и один резервный). Весь комплект оборудования заглублён под землю.

Подпиточная вода для бака пожарной воды предварительно предполагается подаваться пожарными автомобилями.

5.18 Отопление, вентиляция и кондиционирование (ОВиК)

5.18.1 Метеорологические параметры

- Самый жаркий месяц: июль
- Расчётная температура по сухому термометру для охлаждения: 33°C (0,4 %)
- Средняя совпадающая температура по влажному термометру: 18,3°C
- Расчётная температура по сухому термометру для охлаждения: 31,1°C (1 %)
- Средняя совпадающая температура по влажному термометру: 18,0°C
- Самый холодный месяц: январь
- Расчётная температура по сухому термометру для отопления: -35,1°C (0,4 %)
- Расчётная температура по сухому термометру для отопления: -31,8°C (1 %)

Приведённые выше данные взяты из расчётных параметров наружного воздуха для «ПАВЛОДАР, КАЗАХСТАН» в справочнике ASHRAE Handbook — Fundamentals (SI) 2021 года.

5.18.2 Отопление и источник тепла

Согласно метеорологическим параметрам, площадка станции расположена в районе централизованного теплоснабжения; поэтому система централизованного отопления должна проектироваться в соответствии с действующими нормами.

В данном проекте предусмотрена централизованная теплообменная станция для обеспечения источниками тепла всех отапливаемых зданий на территории станции. Теплообменная станция оснащена тремя комплектами пароводяных теплообменных систем. Один комплект

подаёт горячую воду отопления на 1# и 2# главным корпусам, системе топливоподачи на территории станции, а также вспомогательным и подсобным зданиям на территории станции. Второй комплект подаёт горячую воду отопления на 3# и 4# главные корпуса, с температурами подачи/обратки 110°C/70°C. Третий комплект обеспечивает горячую воду отопления 85°C/60°C для зданий предзаводской зоны. Паровой конденсат теплообменной станции рекупируется и используется разделом трубопроводов.

Для внешних перегрузочных станций топливоподачи и других рассредоточенных закрытых сооружений принята распределённая схема отопления путём устройства местных электродотельных атмосферного давления. Параметры теплоносителя — 85/60°C.

5.18.3 ОВиК главного корпуса

5.18.3.1 Отопление главного корпуса

Тепловая нагрузка главного корпуса рассчитывается исходя из поддержания внутренней температуры 5°C при останове энергоблока. Температуры теплоносителя — 110°C (подача) и 70°C (обратка). Система отопления использует сочетание радиаторов и отопительных агрегатов.

(1) На нижнем этаже машинного зала устанавливаются радиаторы и отопительные агрегаты, пригодные для водяного отопления, а на промежуточном этаже и площадке обслуживания — только радиаторы. У часто открываемых наружных дверей нижнего этажа предусматриваются воздушно-тепловые завесы.

(2) Ниже площадки обслуживания котельного отделения устанавливаются радиаторы и отопительные агрегаты, пригодные для водяного отопления, а на площадке обслуживания — только радиаторы. У часто открываемых наружных дверей нижнего этажа предусматриваются воздушно-тепловые завесы.

5.18.3.2 Общеобменная вентиляция главного корпуса

Для главного корпуса предусмотрена общеобменная вентиляция для отвода теплоты от механического оборудования, котлов и горячих трубопроводов, обеспечивающая нормальные внутренние расчётные температуры летом.

Машинный зал использует естественный приток и естественную вытяжку. Наружный воздух поступает через окна нижнего этажа, промежуточного этажа и площадки обслуживания (с дополнением через главные ворота при недостаточной площади притока) и удаляется через

кровельные дефлекторы, установленные на кровле машинного зала.

Котельное отделение использует естественный приток и естественную вытяжку. Наружный воздух поступает через окна площадки обслуживания, а вытяжка осуществляется через кровельные дефлекторы, установленные на кровле котельного отделения.

Деаэрационное отделение использует естественный приток и механическую вытяжку кровельными вентиляторами.

5.18.3.3 Вентиляция и кондиционирование электропомещений главного корпуса

Для обычных электропомещений в зоне главного корпуса устанавливаются сплит-кондиционеры для летнего охлаждения. На переходный сезон предусмотрена система вентиляции с естественным притоком и механической вытяжкой, с кратностью вентиляции, рассчитанной на удаление внутренних избытков теплоты.

В помещении шкафов возбуждения предусмотрены средства вентиляции на переходный сезон с естественным притоком через жалюзи и механической вытяжкой осевыми вентиляторами.

Для летнего охлаждения устанавливаются шкафные кондиционеры с воздушным охлаждением (со 100 %-ным резервом).

Для распределительных помещений и других технологических помещений, оснащённых централизованными газовыми системами пожаротушения, синхронно предусматриваются системы вентиляции после тушения. В местах прохода вентиляционных воздуховодов через ограждающие конструкции, а также на приточных жалюзи и вытяжном оборудовании устанавливаются отсечные клапаны с функцией электрического быстрого закрытия.

Вентиляционное оборудование должно быть заблокировано с системой пожарной защиты.

Аккумуляторное помещение использует систему вентиляции с отрицательным давлением с естественным притоком и механической вытяжкой. Нормальная кратность вытяжки рассчитывается не менее 3 крат/ч, а аварийная — не менее 6 крат/ч. Всё вентиляционное оборудование должно быть взрывозащищённым, с двигателями прямого соединения.

Вытяжные вентиляторы нормальной вентиляции выполнены 2×100 %. Устройство контроля концентрации водорода заблокировано для управления работой вентиляторов; при достижении объёмной концентрации водорода в воздухе 1 % аварийные вентиляторы автоматически запускаются. Для летнего охлаждения в аккумуляторном помещении устанавливаются взрывозащищённые сплит-кондиционеры.

Вентиляционное и кондиционирующее оборудование в помещениях, оснащённых системами автоматической пожарной сигнализации, должно быть заблокировано с противопожарным оборудованием. При срабатывании пожарной сигнализации вентиляционное и кондиционирующее оборудование отключается, противопожарные клапаны закрываются, а сигналы обратной связи направляются в центр управления пожаротушением.

5.18.3.4 Система вакуумной уборки котельного отделения

В котельном отделении предусмотрена система вакуумной уборки с отрицательным давлением. Каждый котёл оснащён одним комплектом стационарных вакуумных всасывающих агрегатов, установленных снаружи котельного отделения..

5.18.4 Кондиционирование центрального щита управления и помещения электронного оборудования

В соответствии с технологическими требованиями для центрального щита управления и помещения электронного оборудования предусмотрена централизованная система кондиционирования.

Система использует кровельные прецизионные установки постоянной температуры и влажности с воздушным охлаждением. Каждая система кондиционирования оснащена двумя такими установками, по схеме одна рабочая — одна резервная.

Для помещения электронного оборудования и инженерного помещения предусмотрены системы вентиляции после тушения. В местах прохода приточных и обратных воздухопроводов кондиционирования через каждый противопожарный отсек устанавливаются электрические регулирующие противопожарные клапаны. Система кондиционирования заблокирована с системой пожарной защиты.

Система кондиционирования имеет автоматическое управление. Каждая система включает самостоятельную систему контроля и управления. Ключевые контролируемые параметры включают температуру, влажность, расходы наружного и обратного воздуха, а также контроль системы дымоудаления и вытяжки.

5.18.5 ОВиК производственных вспомогательных и подсобных зданий

5.18.5.1 Отопление

Применяется радиаторное отопление. Теплоносителем для вспомогательных и подсобных зданий на территории станции является горячая вода с температурами подачи/обратки

110°C/70°C. Для зданий предзаводской зоны, таких как производственно-административный комплекс, общежития для вахтового персонала и комплексный центр обслуживания персонала, теплоносителем является горячая вода 85°C/60°C, поступающая из наружной тепловой сети..

5.18.5.2 Вентиляция

Системы вентиляции предусматриваются в соответствии с требованиями соответствующих производственных разделов. Для систем, требующих коррозионной стойкости (например, кислотные газы, хлор) или взрывозащиты (например, нефтегаз, водород), вентиляционные воздуховоды должны быть коррозионностойкими, а оборудование и двигатели — коррозионностойкими и взрывозащищёнными..

5.18.5.3 Кондиционирование

(1) Для производственно-административного комплекса, общежитий для вахтового персонала, комплексного центра обслуживания персонала и т. д. в предзаводской зоне для летнего кондиционирования применяются системы с переменным расходом хладагента (VRF).

(2) Для местных щитов управления различных технологических разделов система кондиционирования использует шкафные сплит-кондиционеры с воздушным охлаждением или настенные блоки.

5.18.6 Отопление, вентиляция и пылеудаление системы топливоподачи

(1) Отопление: для галерей, тоннелей, перегрузочных станций на территории станции и зданий дробилок системы топливоподачи применяется водяное отопление. Источник тепла обеспечивается теплообменной станцией станции, с температурами подачи/обратки 110°C/70°C. Для внешних перегрузочных станций топливоподачи и других рассредоточенных закрытых сооружений принята распределённая схема отопления путём устройства местных электродвигательных атмосферного давления, с параметрами теплоносителя 85/60°C.

(2) Вентиляция: для усиления воздухообмена в подземных участках перегрузочных станций принят способ вентиляции с естественным притоком и механической вытяжкой взрывозащищёнными осевыми вентиляторами. Кратность вентиляции рассчитывается исходя из 15 крат/ч.

5.18.6.1 Пылеудаление

В точках перепада угля, таких как перегрузочные станции, здания дробилок и головные части лент системы топливоподачи, устанавливаются комплексные системы пылеподавления,

сочетающие полностью закрытые инерционные устройства пылеподавления, устройства мелкодисперсного орошения и пылеуловители со спечёнными пластинами.

У каждого угольного бункера в пролёте угольных бункеров главного корпуса устанавливаются пылеуловители со спечёнными пластинами в сочетании с устройствами мелкодисперсного орошения.

5.18.7 Тепловая сеть территории станции

Водяная тепловая сеть выполнена по тупиковой (разветвлённой) схеме. На территории станции тепловая сеть прокладывается по надземным эстакадам и в трубных каналах.

Согласно генеральному плану, приоритет отдаётся совместному использованию объединённых эстакад трубопроводов с технологическими трубопроводами. Там, где надземные эстакады недоступны, применяется прокладка в трубных каналах. Компенсация тепловой сети территории станции осуществляется сильфонными компенсаторами.

6 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Данный проект реализует систему оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) и принцип «трёх одновременностей», требующий, чтобы сооружения по борьбе с загрязнением проектировались, строились и вводились в эксплуатацию одновременно с основным объектом. В соответствии с природоохранным законодательством Республики Казахстан соответствующие казахстанские органы в 2025 году подготовили Отчёт об оценке воздействия на окружающую среду и социальную сферу для данного проекта (Строительство ГРЭСЗ. I этап Отчет о возможных воздействиях /СИ-63-2023-ОоВВ,(далее именуемый «Отчёт ОВОС»). Настоящая глава основана на соответствующем содержании Отчёта ОВОС. В настоящее время готовится обновлённая ОВОС; последующие версии подлежат окончательно утверждённой версии.

6.1 Общая характеристика природной и социальной среды

Данный проект расположен в Павлодарской области Казахстана, его площадка находится в селе Солнечное к северо-востоку от города Экибастуз, рядом с промышленной территорией ГРЭС-2. Основным объектом охраны окружающей среды является городское поселение Улькен примерно в 1 км от площадки, в котором проживает около 1600 жителей и которое имеет жилую вместимость на 6000 человек, предназначенную для размещения производственного персонала ЮК ГРЭС на юге Казахстана. Подробные сведения о природной

и социальной среде см. в Отчёте об оценке воздействия на окружающую среду.

6.2 Основные загрязнители

Основные загрязнители данного проекта следующие:

загрязнители дымовых газов, включая твёрдые частицы (PM), SO₂, NO_x и CO;

2) загрязнители сточных вод, такие как взвешенные вещества (SS), значение pH и нефтепродукты;

3) шум оборудования;

4) общие промышленные твёрдые отходы, включая золу котлов, шлак и побочные продукты FGD (например, гипс десульфуризации) системы мокрой десульфуризации дымовых газов.

5) опасные отходы.

6.3 Стандарты охраны окружающей среды, принятые в проекте

Данный проект должен соответствовать следующим предельным значениям и требованиям стандартов охраны окружающей среды, указанным в отчёте об оценке воздействия на окружающую среду (ОВОС).

6.3.1Предельные нормы выбросов в атмосферу

Предельные нормы выбросов в атмосферу для данного проекта относятся к стандартам, которые должны соблюдаться на выходе дымовой трубы. Конкретные предельные нормы выбросов на выходе дымовой трубы приведены в таблице 6-1.

Таблица 6-1 6-1 Предельные нормы выбросов в атмосферу

Загрязнитель	Ед. изм.	Предельные нормы выбросов
PM	мг/нм ³	≤10
SO ₂	мг/нм ³	≤35
NO _x	мг/нм ³	≤50
CO	мг/нм ³	≤100

Примечание: концентрация выбросов относится к значению при стандартном содержании кислорода в сухих дымовых газах 6 %.

6.3.2 Нормативы сброса сточных вод

В период строительства и эксплуатации сточные воды не должны сбрасываться в поверхностные водные объекты, рыбохозяйственные воды или системы коммунального водоснабжения. За исключением прямого охлаждающего сброса (тёплого сброса) и

золоотвала (золоотстойника), сброс сточных вод за пределы объекта не допускается. Сброс (тёплый сброс) должен соответствовать санитарным правилам, утверждённым Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № 26 «Санитарно-эпидемиологические требования к источникам водоснабжения, местам водозабора питьевой воды, системам питьевого водоснабжения, культурно-бытовым водным объектам и безопасности водных объектов» (20 февраля 2023 г.). Зола и шлак транспортируются по трубопроводам на золоотвал (золоотстойник) для хранения, при этом на золоотвале (золоотстойнике) или временном складе гипса должны осуществляться меры, такие как возведение дамб, противофильтрационные мероприятия и пылеподавление путём орошения.

6.3.3 Уровень шума

- Уровень шума оборудования (измеренный на расстоянии 1 м от оборудования): ≤ 85 дБ(А).
- Уровень шума на границе территории станции при нормальной работе: днём ≤ 70 дБ(А).

6.4 Меры по предотвращению загрязнения

11) Котёл данного проекта будет применять технологию низкоэмиссионного сжигания (low-NO_x) для контроля выбросов NO_x, с системой денитрификации дымовых газов SCR, эффективность которой должна быть не менее 83,4 %.

2) Будет установлена система мокрой известняково-гипсовой десульфуризации дымовых газов для снижения выбросов SO₂, с эффективностью десульфуризации не менее 98,2 %.

3) Будут применены высокоэффективные пылеуловители и система мокрой десульфуризации дымовых газов для снижения концентрации твёрдых частиц, при КПД пылеуловителя $\geq 99,96$ % и сопутствующей эффективности пылеудаления системы десульфуризации 75 %.

4) Будет сооружена дымовая труба высотой 200 м для снижения приземных концентраций SO₂, NO₂ и РМ.

5) Будет установлена система непрерывного мониторинга выбросов (CEMS) для отслеживания выбросов твёрдых частиц (РМ), SO₂ и NO_x.

6) Будет использоваться закрытый угольный склад ленточного типа для предотвращения распространения пыли с угольного склада.

7) В период строительства и эксплуатации сточные воды не должны сбрасываться в поверхностные водные объекты, рыбохозяйственные воды или системы коммунального водоснабжения — за исключением прямого охлаждающего сброса (тёплого сброса) и

золоотвала (золоотстойника), — при этом все сбросы сточных вод должны соответствовать санитарным правилам, изложенным в Приказе Министра здравоохранения Республики Казахстан № 26 от 20 февраля 2023 г. «Санитарно-эпидемиологические требования к источникам водоснабжения, местам водозабора питьевой воды, сооружениям питьевого водоснабжения, культурно-бытовым водным объектам и безопасности водных объектов». Зола и шлак транспортируются по трубопроводам на золоотвал (золоотстойник) для хранения, при этом на этих сооружениях или временных складах гипса осуществляются возведение дамб, противофильтрационные мероприятия и пылеподавление, согласно последующим требованиям ОВОС.

8) Прямой охлаждающий сброс (тёплый сброс) лишь возвращает воду с температурой выше температуры водозабора обратно в исходный водный объект, что соответствует природоохранным требованиям Казахстана. На выпуске тёплого сброса будет установлена система онлайн-мониторинга для контроля расхода, температуры воды, pH, SS, остаточного хлора и т. д.

9) Для предотвращения загрязнения подземных вод сооружения очистки и хранения сточных вод будут проектироваться с противофильтрационными мероприятиями.

10) Если шум оборудования превышает допустимый предел, будут приниматься меры борьбы с шумом, такие как звукоизоляция, звукопоглощение или шумозащитные экраны.

11) Зольный остаток, образующийся в данном проекте, представляет собой общие промышленные твёрдые отходы (не опасные твёрдые отходы). Зольный остаток будет транспортироваться по трубопроводам на мокрый золоотвал или доставляться закрытыми самосвалами на склад сухой золы; гипс десульфуризации, не предназначенный для комплексной утилизации, будет транспортироваться закрытыми самосвалами на золоотвал или временный склад гипса. Меры, такие как возведение дамб, противофильтрационные мероприятия и пылеподавление путём орошения, осуществляются на золоотвале (золоотстойнике), складе сухой золы или временном складе гипса.

12) Данный проект предварительно включает площадку временного хранения опасных отходов площадью 300 м², стандарты для которой заимствованы из китайского национального стандарта «Стандарт борьбы с загрязнением при хранении опасных отходов» (GB 18597); последующие требования определяются оценкой воздействия на окружающую среду проекта

и документами о её утверждении.

6.5 Инвестиции в охрану окружающей среды

Инвестиции в охрану окружающей среды данного проекта относятся к капитальным вложениям, связанным с борьбой с загрязнением и его предотвращением, включая затраты на сооружения, предназначенные для снижения загрязнения и защиты окружающей среды.

Ключевые компоненты этих инвестиций включают систему денитрификации дымовых газов, систему десульфуризации дымовых газов, высокоэффективную систему пылеудаления, высокую дымовую трубу, систему очистки сточных вод, меры борьбы с шумом и системы утилизации твёрдых отходов, таких как зола и гипс десульфуризации. Эти природоохранные расходы включены в общую стоимость проекта.

6.6 Заключение

Предлагаемые ультрасверхкритические угольные энергоблоки 4×660 МВт обеспечат соблюдение норм выбросов за счёт реализации осуществимых природоохранных мер.

Предварительные экологические оценки подтверждают осуществимость проекта.

После утверждения отчёта об оценке воздействия на окружающую среду соответствующими казахстанскими органами проект уточнит свои природоохранные меры в соответствии с утверждёнными требованиями.

7 ТРУДОВЫЕ РЕСУРСЫ

Штатная численность тепловых электростанций определяется исходя из требований безопасного производства и необходимых производственно-эксплуатационных процедур энергетических предприятий.

Сфера штатного расписания охватывает эксплуатацию энергоблоков (включая механическое оборудование прямоточного охлаждения, золоудаление и пылеудаление, десульфуризацию, химическую эксплуатацию и лабораторные испытания), обслуживание энергоблоков (теплотехническое оборудование, сооружения прямоточного охлаждения, электротехническое обслуживание и обслуживание тепловой автоматики), топливное хозяйство (эксплуатация, обслуживание и управление топливом), административный персонал и персонал управления обслуживанием.

К позициям, исключённым из стандартной штатной численности, относятся капитальные и текущие ремонты турбин, котлов и электрических систем, закупка и транспортировка топлива,

эксплуатация, ремонт и изготовление локомотивов, контроль тепловой экономичности, надзор за металлом, реконструкционные работы и общие вспомогательные услуги.

В соответствии с данными, предоставленными заказчиком, проект будет реализован в режиме самостоятельной эксплуатации и самостоятельного обслуживания. С учётом местных природных и социальных условий Казахстана предварительная штатная численность на данном этапе принята равной 800 человек.

8 СМЕТНАЯ ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИЙ

См. **60-Q29831K -E01_** «Оценка инвестиций и анализ экономической эффективности».

9 АНАЛИЗ РИСКОВ

9.1 Политические и социальные риски

17 мая 2023 года Чжэн ЗИ, председатель Государственного комитета по развитию и реформам Китая, и Нуртлеу, заместитель премьер-министра и министр иностранных дел Казахстана, от имени двух правительств соответственно подписали План сотрудничества по производственным мощностям и инвестициям между Правительством Китайской Народной Республики и Правительством Республики Казахстан. Двусторонние отношения между Китаем и Казахстаном становятся всё более тесными при растущей частоте сотрудничества. Кроме того, Казахстан отличается стабильной политической обстановкой, что обеспечивает прочные гарантии для китайских предприятий, инвестирующих на местном рынке, при низких политических рисках.

Что касается социальных рисков, в Казахстане проживает около 130 этнических групп и представлены разнообразные религии. Более 50 % местных жителей исповедуют суннитский ислам, при этом также распространены православие, христианство, буддизм и другие религии. Местное население обладает сильным этническим самосознанием, и существуют сложные религиозные течения. Хотя социально-политический порядок вернулся в норму после январских беспорядков, партийная борьба сохраняется, антикитайские настроения нарастают, а негативные новости о Китае появляются время от времени. Кроме того, под влиянием российско-украинского конфликта и геополитических факторов сохраняется неопределённость относительно будущих тенденций социально-политического развития.

Меры противодействия: Проектная компания должна своевременно внедрять систему раннего предупреждения и развёртывания мер против социальных рисков; усилить сбор внешней

информации, проводить выявление, анализ и оценку рисков в пределах проекта для определения основных рисков; разрабатывать стратегии управления рисками и планы действий при чрезвычайных ситуациях, а также вырабатывать целевые планы реагирования на подтверждённые основные риски. Создавать корпоративную культуру взаимного уважения для получения поддержки местных сотрудников; активно выстраивать здоровые отношения с правительством Казахстана, участвовать в развитии сообществ и общественно полезных начинаниях для формирования образа ответственной компании. В период строительства проект создаст рабочие места для 5000 местных жителей, а после ввода в эксплуатацию будет доступно более 700 различных должностей.

9.2 Правовые риски

Хотя Казахстан принял ряд политик и нормативных актов для поощрения развития энергетического сектора, местные законы часто пересматриваются и обновляются. Такие частые законодательные изменения юридически усилили доминирующее положение правительства Казахстана в вопросах пересмотра, изменения, расторжения контрактов и одностороннего отказа от исполнения договорных обязательств, что создаёт определённые правовые риски.

Меры противодействия: проектная компания должна создать специализированный юридический отдел для углублённого и динамичного отслеживания и изучения основных местных законов, политик и политической обстановки; строго соблюдать договорные положения, а также законы и нормативные акты Казахстана, упорядочивать повседневную деятельность, оптимизировать юридические процедуры и документы во избежание скрытых рисков и для обеспечения безопасности инвестиций при беспрепятственном ходе проекта. Повышать управленческий потенциал и профессиональную компетентность руководителей и исполнителей проекта и формировать международную команду специалистов, владеющих правом, бизнесом и профессиональными технологиями.

9.3 Налоговые и валютные риски

В части налогообложения существуют разнообразные толкования и частые пересмотры налогового законодательства Казахстана и практики его применения. Толкования налоговым органом корпоративных сделок и хозяйственной деятельности могут отличаться от толкований предприятий. Предприятия также подлежат налоговым проверкам и доначислениям, а

налоговый орган сохраняет право ретроспективного налогового контроля сроком до пяти лет. Что касается обменного курса, казахстанский тенге сильно зависит от российского рубля, цен на нефть и геополитических колебаний. С момента официального введения 15 ноября 1993 года тенге демонстрировал долгосрочную тенденцию к обесцениванию: курс упал с 4,7 тенге за доллар США в 1993 году до 75 тенге в 1997 году, то есть в 16 раз. Он резко обесценился со 154 до 182 тенге за доллар в феврале 2014 года (девальвация почти на 20 %), со 197 до 256 в августе 2015 года (около 30 % девальвации), далее до 340 в ноябре 2015 года и 381 в январе 2016 года. С 2022 года по настоящее время курс колеблется на уровне примерно 460–470 тенге за доллар США.

Меры противодействия: усилить налоговое администрирование и взаимодействие с местными налоговыми органами для хорошего знания налоговых правил и соответствующих законов в целях полной защиты законных интересов компании. В отношении валютных рисков строго следовать планам движения капитала, рационально организовывать конвертацию в доллары США при условии обеспечения нормального производства и эксплуатации для минимизации курсовых потерь. Ускорять взыскание дебиторской задолженности для своевременного поступления средств и избежания потерь от колебаний валют. Внимательно отслеживать изменения обменного курса и осуществлять научно обоснованное бизнес-планирование.

9.4 Технические риски

Основное оборудование данного проекта планируется поставлять из Китая, а проектирование будет вестись по китайским стандартам с последующим преобразованием для соответствия местным применимым нормам.

Угольная энергетика Китая демонстрирует непрерывный прогресс в НИОКР и инновациях в области производства оборудования, изысканий и проектирования и строительства, обладая выраженными преимуществами в крупных, высокоэффективных, чистых угольных энергоблоках и специализированном проектировании и строительстве. Китай занимает первое место в мире по установленной мощности угольной генерации и производственной базе энергооборудования. Его угольно-энергетические технологии достигли передового мирового уровня при полной производственной цепочке, что делает его крупнейшим экспортёром энергооборудования. Благодаря ведущим ключевым технологиям и зрелому практическому опыту китайская продукция обладает высокой конкурентоспособностью и широкими

перспективами продвижения за рубежом.

Применяя китайские стандарты для проектирования и проводя локализованную адаптацию, а также используя ключевое оборудование отечественного производства, проект может максимально снизить технические риски.

9.5 Экологические риски

Тепловая генерация преобразует тепловую энергию в электрическую, неизбежно образуя в процессе преобразования энергии летучую золу, оксиды азота, диоксид серы, диоксид углерода и другие загрязнители. В настоящее время развитие угольной энергетики подвергается строгим ограничениям во всём мире. Поэтому для получения разрешений на строительство необходимы предварительное согласование с правительством Казахстана и подписание долгосрочных соглашений, а в течение всего периода строительства и эксплуатации должны строго соблюдаться местные природоохранные законы и нормативные акты.

Кроме того, проект может совместно использовать золоотвалы, полигоны захоронения и другие общие сооружения с электростанциями ГРЭС-2 и ГРЭС-3 компании «Самрук-Энерго». Рекомендуются заранее чётко определить разграничение для избежания последующих споров об ответственности за выбросы загрязнителей.

10 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

10.1 Выводы

10.1.1 Масштабная интеграция новой (возобновляемой) энергии в энергосистему Казахстана привела к несоответствию между выработкой электроэнергии и спросом на электрическую нагрузку, что затрудняет потребление новой энергии и создаёт настоятельную потребность в участии угольных энергоблоков в регулировании нагрузки. Строительство данного проекта способно покрыть местный спрос на электроэнергию, восполнить дефицит электроснабжения и способствовать поглощению электроэнергии из новых источников.

10.1.2 В условиях перехода энергетической структуры тепловая генерация играет базовую опорную роль, а угольные ресурсы служат стабильной основой, гарантирующей энергетическую безопасность.

10.1.3 Данный проект будет стимулировать развитие энергетической отрасли Казахстана, ускорит преобразование ресурсных преимуществ в экономические, будет способствовать

быстрому социально-экономическому развитию региона, расширит возможности трудоустройства и повысит уровень доходов населения.

10.1.4 Проект отличается благоприятными природоохранными условиями. Одновременно будут сооружены высокоэффективные сооружения удаления NOx и системы десульфуризации дымовых газов, а также высокоэффективные электрофильтры для соблюдения норм выбросов энергоблоков и существенного сокращения выбросов летучей золы. С учётом местных экологических условий будут реализованы эффективные меры контроля загрязнителей, что подтверждает экологическую осуществимость проекта.

10.1.5 Поставка и транспортировка угля, источник воды станции, золоотвал и другие вспомогательные условия в основном подтверждены, что обеспечивает осуществимость внешних условий строительства. Выбранная площадка станции отличается стабильными геологическими условиями без неблагоприятных геологических явлений, что отвечает всем требованиям к строительству электростанции.

10.2 Рекомендации

10.2.1 Рекомендуется ускорить составление и экспертизу соответствующих документов, включая Отчёт об оценке воздействия на окружающую среду, План охраны почв и водных ресурсов (при необходимости) и Отчёт об оценке сейсмической безопасности, с тем чтобы окончательно определить все вспомогательные меры по охране окружающей среды, водосбережению и сейсмической безопасности.

10.2.2 Поручить профессиональным организациям как можно скорее завершить отчёты о геотехнических изысканиях, геологической съёмке и топографической съёмке и верифицировать предварительные параметры строительной схемы, указанные в настоящем отчёте.

10.2.3 Заказчику рекомендуется в кратчайшие сроки подписать договоры поставки угля, известняка, источника воды, пускового электроснабжения, пускового пара и услуг теплоснабжения.

10.2.4 С учётом профицита электроснабжения, обычно наблюдаемого в Павлодарской области и на севере Казахстана в период эксплуатации проекта, инвесторам рекомендуется внимательно следить за политикой тарифов на мощность и на электроэнергию в целях максимального снижения инвестиционных рисков.