Общество с ограниченной ответственностью
«Мосэнергопроект»
(ООО «МЭП»)

СОГЛАСОВАНО

Главный инженер проекта
Департамента по строительству и
ремонту электростанций
АО «ГК «ЕКС»

_____ А.Н. Чернищук
Подпись Расшифровка

«_____»_____2026 г.

СТРОИТЕЛЬСТВО ПАРОГАЗОВОГО БЛОКА МОЩНОСТЬЮ 225 МВт КАК НЕЗАВИСИМОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НА ТЕРРИТОРИИ ПРОМЗОНЫ ТЭЦ-25 - ФИЛИАЛА ПАО "МОСЭНЕРГО"

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 1. Электротехнические решения

Книга 1. Текстовая часть

25-83G1-00-ИОС1.1.1

Том 5.1.1.1

Заместитель директора по проектированию **О.В. Некрасов**

Главный инженер проекта **Ю.А. Яшукова**

2026

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Обозначение	Наименование	Примечание
25-83G1-00-ИОС1.1.1-С	Содержание тома 5.1.1.1	
25-83G1-00-ИОС1.1.1-ТЧ	Текстовая часть	94 листа
	Всего:	95 листов

Состав проектной документации выполнен отдельным томом 25-83G1-00-СП.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС1.1.1-С			
Разработал		Шохинов			20.02.26	Содержание тома 5.1.1.1	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Шовкопляс			20.02.26		П		1
Нач. отдела		Васин			20.02.26		Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)		
Н. контр.		Канурский			20.02.26				
ГИП		Яшукова			20.02.26				

Формат А4

Содержание

Перечень принятых сокращений 4

1 Характеристика источников электроснабжения в соответствии с техническими условиями на подключение объекта капитального строительства к сетям электроснабжения общего пользования 6

2 Обоснование принятой схемы электроснабжения, выбора конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системе электроснабжения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов 7

2.1 Главная схема электрических соединений 7

2.2 Система возбуждения газовой турбины 10

2.3 Система возбуждения паровой турбины 12

2.4 Токопроводы 15 кВ, 10 кВ и 6 кВ 13

2.5 Компоновка электротехнического оборудования 15

2.6 Расчет токов короткого замыкания 16

3 Сведения о количестве энергопринимающих устройств, об их установленной, расчетной и максимальной мощности 16

4 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии 17

5 Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах 18

5.1 Схема электроснабжения собственных нужд 18

5.2 КРУ 6,3 кВ 18

5.3 РУСН 0,4 кВ 19

5.4 СОПТ 22

6 Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности 23

7 Проектные решения по релейной защите и автоматике, включая противоаварийную и режимную автоматику 23

8 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в системе электроснабжения, позволяющих исключить нерациональный расход электрической энергии, и по учету расхода электрической энергии 23

9 Описание мест расположения приборов учета используемой электрической энергии и устройств сбора и передачи данных от таких приборов, а также технических решений включения приборов учета электрической энергии в интеллектуальную систему учета электрической энергии (мощности) ... 24

10 Описание и перечень приборов учета электрической энергии, измерительных трансформаторов (при необходимости их установки одновременно с приборами учета), иного оборудования, которое указано в Основных положениях функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. N 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии", используется для коммерческого учета электрической энергии (мощности) и обеспечивает возможность присоединения приборов учета электрической энергии к интеллектуальной системе учета электрической энергии (мощности) гарантирующего поставщика, и способ присоединения приборов учета электрической энергии к интеллектуальной системе учета электрической энергии (мощности) гарантирующего поставщика ... 24

11 Сведения о показателях энергетической эффективности объекта капитального строительства, в том числе о показателях, характеризующих годовую удельную величину расхода электроэнергии в объекте капитального строительства ... 25

12 Сведения о нормируемых показателях удельных годовых расходов электроэнергии и максимально допустимых величинах отклонений от таких нормируемых показателей ... 25

13 Перечень мероприятий по учету и контролю расходования используемой электроэнергии . 25

14 Спецификация предполагаемого к применению оборудования, изделий, материалов, позволяющих исключить нерациональный расход электроэнергии, в том числе основные их характеристики ... 25

15 Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов ... 26

16 Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства ... 29

17 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите ... 29

18 Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры, которые подлежат применению при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объекта капитального строительства ... 31

18.1 Основные электротехнические решения о типе силовых и контрольных кабелей ... 31

18.2 Основные решения о типе осветительной арматуры ... 32

18.3 Основные кабельные трассы в главном корпусе ПГУ, в циркнасосной ... 33

18.4 Основные проектные решения по кабельному хозяйству территории ... 34

19 Описание системы рабочего и аварийного освещения ... 35

20 Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии, в том числе наличие устройств автоматического включения резерва (с указанием одностороннего или двустороннего его действия) ... 43

21 Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии ... 44

22 Перечень энергопринимающих устройств аварийной и (или) технологической брони и его обоснование ... 44

23 Сведения о типе и количестве установок, потребляющих электрическую энергию, параметрах и режимах их работы ... 45

Приложение А Расчет токов короткого замыкания 54
Приложение Б Расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформатора 15,75/6,3 кВ . 60
Приложение В Сведения о потребителях, расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформаторов собственных нужд 6,3/0,4 кВ 61
Приложение Г Выбор аккумуляторной батареи, УТСП, УЗП 78
Приложение Д Расчет заземления 84

Перечень принятых сокращений

АБ	- аккумуляторная батарея
АВР	- автоматический ввод резервного питания
АИИС КУЭ	- автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
АПС	- автоматическая пожарная сигнализация
АПТ	- автоматическое пожаротушение
АРВ	- автоматический регулятор возбуждения
АСУ ТП	- автоматизированная система управления технологическим процессом
АСУ ЭТО	- автоматизированная система управления электротехническим оборудованием
ВН	- высшее напряжение
ГОСТ	- стандарт межгосударственный
ГОСТ Р	- стандарт национальный
ГРУ	- генераторное распределительное устройство
ГТ	- газовая турбина
ЗУ	- заземляющее устройство
ИБП	- источник бесперебойного питания
КВЛ	- кабельно-воздушная линия электропередачи
КЗ	- короткое замыкание
КРУ	- комплектное распределительное устройство
НН	- низшее напряжение
ОПН	- ограничитель перенапряжения
ОРУ	- открытое распределительное устройство
ОСН	- общестанционные нужды
ПБВ	- переключение без возбуждения
ПГУ	- парогазовая установка
ПС	- (электрическая) подстанция
ПТ	- паровая турбина
РЗ	- релейная защита
РЗиА	- релейная защита и автоматика
РПН	- регулирование под нагрузкой
РТСН	- резервный трансформатор собственных нужд
РУ	- распределительное устройство
РУСН	- распределительное устройство собственных нужд
СН	- собственные нужды

СОПТ	- система оперативного постоянного тока
ТГ	- турбогенератор
ТЗ	- техническое задание
ТН	- трансформатор напряжения
ТСН	- трансформатор собственных нужд
ТТ	- трансформатор тока
ТЭЦ	- теплоэлектроцентраль
УЗП	- устройство зарядно-подзарядное
УТСП	- устройство устройство тиристорное стабилизации напряжения
ЦЩУ	- центральный щит управления
ШАОТ	- шкаф автоматики охлаждения трансформатора
ШЗН	- шкаф частичного заземления нейтрали
ЩПТ	- щит постоянного тока

1 Характеристика источников электроснабжения в соответствии с техническими условиями на подключение объекта капитального строительства к сетям электроснабжения общего пользования

Основанием для разработки проектной документации является техническое задание на выполнение проектной и рабочей документации по объекту «Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго».

Проектная документация разработана в соответствии с требованиями «Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 (с изменениями на 21.10.2025).

Проектная документация выполнена в соответствии с действующими законами РФ, техническими регламентами, нормами, правилами, стандартами, обеспечивающими взрывопожаробезопасность и безопасную эксплуатацию зданий и сооружений при соблюдении предусмотренных в проектной документации мероприятий, и соответствует исходным данным, техническим условиям и требованиям по проектированию и строительству.

В соответствии с разработанными проектными решениями по выдаче мощности энергоблока и электроснабжению собственных нужд предприятия, приведенными в разделах данного тома, определены следующие решения по подключению проектируемого предприятия к электрическим сетям:

1. Выдача мощности проектируемого энергоблока осуществляется путем подключения газового и парового турбоагрегатов энергоблока к РУ 500 кВ ПС «Очаково», выполненному по полуторной схеме, кабельной линией. Для осуществления технического присоединения электростанции к РУ 500 кВ ПС «Очаково», проектом предусматривается установка всех необходимых коммутационных аппаратов, ошиновки и измерительных трансформаторов на территории проектируемой электростанции в соответствии с решениями, приведенными на чертеже № 25-83G1-00-ИОС1.1.2-111-ГЧ.02. Сооружение кабельной линии 500 кВ выполняется в отдельном проекте и в рамках данного тома не рассматривается.

2. Для обеспечения сохранения в работе резервного трансформатора собственных нужд при повреждении любого из элементов главной схемы предусмотрено его подключение от независимого источника – отпайкой от КВЛ 110 кВ Очаково – Новокунцево I цепь. Для осуществления технического присоединения электростанции к линии проектом предусматривается установка всех необходимых коммутационных аппаратов, ошиновки и измерительных трансформаторов на территории электростанции в соответствии с решениями, приведенными на чертеже № 25-83G1-00-ИОС1.1.2-111-ГЧ.02. Сооружение кабельной линии 110 кВ выполняется в отдельном проекте и в рамках данного тома не рассматривается.

3. В соответствии с требованиями технического задания проектом предусмотрена возможность электроснабжения ответственных потребителей от собственных нужд ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго». Проектом определены тип и характеристики кабельных линий, приведены решения по их сооружению на территории предприятия до точки присоединения к электрическим сетям ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго». Мероприятия, выполняемые на территории ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго», предусматриваются в отдельном проекте и в рамках данного тома не рассматривается.

Технические условия на технологическое присоединения к электрическим сетям, перечисленным выше, приведены в томе 25-83G1-00-ПЗ.

Все мероприятия в части силового электрооборудования по техническому присоединению проектируемой электростанции к сетям общего пользования осуществляются на первом этапе строительства.

2 Обоснование принятой схемы электроснабжения, выбора конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системе электроснабжения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов

2.1 Главная схема электрических соединений

В составе оборудования проектируемого предприятия предусматривается сооружение одного энергоблока ПГУ, состоящего из газотурбинной установки, котла-утилизатора и парового турбоагрегата. Энергоблок представляет собой двухвальную установку – один генератор работает с газовой турбиной, и один генератор работает с паровой турбиной. Основные технические характеристики генераторов газовой и паровой турбины приведены в таблицах 2.1.1 и 2.1.2.

Решения по главной схеме электрических соединений, приведённые в данном разделе, разработаны на основании сведений о развитии энергосистемы (в том числе сведений о токах короткого замыкания в узлах энергосистемы с учетом ее развития), режимах ее работы и рекомендаций, приведенных во внестадийной работе «Отчет. Строительство энергоблока как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго» (далее отчет СВМ). Выбор схемы присоединения электростанции к энергосистеме определен с учетом оценки возможности расширения распределительных устройств ПС «Очаково», приведенной в отчете СВМ.

В соответствии с рекомендациями п. 8.1.4 и п. 8.11 ВНТП 81 применена схема с подключением энергоблока непосредственно к распределительному устройству ближайшей подстанции – РУ 500 кВ ПС «Очаково» по схеме энергоблок – линия. Ввиду стесненных условий площадки строительства, а также для общего повышения надёжности и снижения капитальных затрат применяется схема без выключателей в цепи линии на электростанции. Для повышения напряжений турбогенераторов, входящих в состав энергоблока, до уровня напряжения распределительного устройства в цепи каждого генератора энергоблока устанавливаются блочные двухобмоточные трансформаторы. Подключение блочных трансформаторов энергоблока к РУ 500 кВ ПС «Очаково», выполненному по полуторной схеме, осуществляется кабельной линией общей для обоих блочных трансформаторов энергоблока. В соответствии с рекомендациями п. 8.9 ВНТП 81 в цепях генераторного напряжения предусматривается установка выключателей.

Таблица 2.1.1 – Основные технические данные генератора ТГ-1А

Наименование параметра	Значение
Тип генератора	SGen5-100A
Активная номинальная мощность, МВт	160
Полная номинальная мощность, МВ·А	200
Напряжение номинальное, кВ	15,75
Номинальный коэффициент мощности	0,8

Наименование параметра	Значение
Частота, Гц	50
Скорость вращения, об/мин	3000
Соединение фаз обмотки статора	Звезда
Число выводов:	
-линейных	3
- нулевых	3
Система рабочего возбуждения	Статическая тиристорная
Система резервного возбуждения	Статическая тиристорная

Таблица 2.1.2 – Основные технические данные генератора ТГ-1Б

Наименование параметра	Значение
Тип генератора	ТФ-90-2У3
Активная номинальная мощность, МВт	90
Полная номинальная мощность, МВ·А	112,5
Напряжение номинальное, кВ	10,5
Номинальный коэффициент мощности	0,8
Частота, Гц	50
Скорость вращения, об/мин	3000
Соединение фаз обмотки статора	Двойная звезда
Число выводов:	
-линейных	3
- нулевых	6
Система рабочего возбуждения	Тиристорная статическая самовозбуждения
Система резервного возбуждения	Статическая тиристорная

Для реализации выдачи мощности энергоблока по схеме «энергоблок – линия» проектом предусматривается установка блочного повысительного трансформатора Т-91А типа ТДЦ-250000/500-У1 для генератора газовой турбины и блочного повысительного трансформатора

Т-91Б типа ТДЦ-125000/500-У1 для генератора паровой турбины. Технические характеристики указанных трансформаторов представлены в разделе 15. Для реализации схемы присоединения блочных трансформаторов к кабельной линии без установки выключателей на электростанции предусматривается установка следующего измерительного и коммутационного оборудования:

- разъединитель с двумя комплектами заземляющих ножей в цепи блочного трансформатора Т-91А;

- разъединитель с двумя комплектами заземляющих ножей в цепи блочного трансформатора Т-91Б;

- измерительной трансформатор напряжения со стороны блочных трансформаторов;

- измерительный трансформатор напряжения со стороны линии;

- измерительный трансформатор тока в цепи Т-91А;

- измерительный трансформатор тока в цепи Т-91Б;

- ограничители перенапряжения (со стороны кабельной линии, Т-91А и Т-91Б);

-предусматривается использование трансформаторов тока, встроенных в высоковольтные ввода трансформаторов Т-91А и Т-91Б.

Для организации присоединения резервного трансформатора собственных нужд к электрическим сетям отпайкой от КВЛ 110 кВ Очаково – Новокунцево I цепь принята схема подключения «трансформатор-линия» с установкой выключателя в цепи присоединения. Для реализации указанной схемы подключения на территории электростанции устанавливаются следующее коммутационное и измерительное оборудование:

- выключатель 110 кВ;

- заземляющий нож (между силовым трансформатором и выключателем);

- разъединитель с двумя комплектами заземляющих ножей (между выключателем и кабельной линией);

- измерительный трансформатор напряжения (со стороны присоединения КЛ);

- измерительные трансформаторы тока (между выключателем и разъединителем);

- ограничители перенапряжения (со стороны кабельной линии и со стороны силового трансформатора);

-предусматривается использование трансформаторов тока, встроенных в высоковольтные ввода трансформатора.

В цепи генератор ТГ-1А – трансформатор Т-91А предусматривается установка генераторного распределительного устройства, содержащего в своем составе генераторный выключатель. Генераторный выключатель предназначен для выполнения коммутационных операций как в нормальных, так и в аварийных режимах. ГРУ, а также всё необходимое комплектующее его оборудование, соответствует стандартам МЭК (IEC) и ГОСТ Р 52565-2006. ГРУ комплектуется следующим дополнительным встроенным оборудованием:

– трансформаторы тока со стороны генератора;

– заземлители со стороны генератора и со стороны блочного трансформатора;

– разъединитель со стороны блочного трансформатора;

– разъединитель для подключения генератора к тиристорному пусковому устройству (ТПУ);

– ограничитель перенапряжения.

Предусматривается взаимная блокировка разъединителей блочного трансформатора и ТПУ, исключающая их одновременное включение. В корпусе ГРУ предусмотрены смотровые окна для визуального контроля состояния контактов разъединителей и заземлителей.

В цепи генератор ТГ-1Б – трансформатор Т-91Б предусматривается установка генераторного распределительного устройства, содержащего в своем составе генераторный выключатель. Генераторный выключатель предназначен для выполнения коммутационных операций как в нормальных, так и в аварийных режимах. ГРУ, а также всё необходимое комплектующее его оборудование, соответствует стандартам МЭК (IEC) и ГОСТ Р 52565-2006. ГРУ комплектуется следующим дополнительным встроенным оборудованием:

– трансформаторы тока со стороны генератора;

– заземлители со стороны генератора и со стороны блочного трансформатора;

– разъединитель со стороны блочного трансформатора.

– ограничитель перенапряжения.

В корпусе ГРУ предусмотрены смотровые окна для визуального контроля состояния контактов разъединителя и заземлителей.

Конструктивное исполнение полюсов ГРУ предусматривает возможность присоединения к нему пофазно-экранированных генераторных токопроводов со стороны генератора и со стороны блочного трансформатора.

Проектом предусматривается применение измерительных трансформаторов тока и напряжения и ограничителей перенапряжений на генераторном напряжении преимущественно встроенными в пофазно-экранированные токопроводы за исключением оборудования, размещаемого в высоковольтных вводах трансформаторного оборудования и ГРУ.

Для обеспечения работы турбогенераторов предусмотрена установка рабочих и резервных систем возбуждения. Описание решений по указанному оборудованию приведено в разделах 2.2 и 2.3.

Для обеспечения работы газовой турбины в пусковом режиме комплектно с генератором поставляется пусковой преобразователь частоты генератора (ТПУ) комплектно с силовым трансформатором, обеспечивающим его питание от собственных нужд станции при работе генератора в режиме запуска газовой турбины. Основные технические данные ТПУ генератора ТГ-1А в таблице 2.1.3.

Таблица 2.1.3 – Основные технические данные ТПУ генератора ТГ-1А

Наименование параметра	Значение
Номинальная активная мощность, кВт	2900
Номинальная полная мощность, кВ·А	3720
Номинальное выходное, кВ	1,4

Главная схема электрических соединений приведена на чертеже № 25-83G1-00-ИОС1.1.2-111-ГЧ.02.

2.2 Система возбуждения газовой турбины

Системы возбуждения генератора газовой турбины и устройства гашения поля в их составе должны соответствовать:

1) стандарту организации АО «СО-ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.004-2019 «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов»;

2) ГОСТ 21558-2018 «Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия».

Для обеспечения работы генератора газовой турбины предусматривается установка рабочей системы возбуждения, обеспечивающей его работу без ограничений во всех режимах, в том числе:

1) холостой ход генератора;

2) работа генератора параллельно с сетью;

3) работа генератора в двигательном режиме при питании его от тиристорного пускового устройства газовой турбины.

Рабочая система в соответствии с проектными решениями:

1) должна обеспечивать прямой и обратный переходы на резервную систему возбуждения без отключения генератора от сети;

2) должна обеспечивать работу генератора без возникновения режима потери возбуждения генератора при кратковременных перерывах питания собственных нужд станции по любым причинам, в том числе:

- при КЗ на напряжении 6 кВ собственных нужд (в том числе близких к шинам);
- при работе АВР секций 6 кВ собственных нужд.

3) должна иметь климатическое исполнение и категорию размещения – УХЛ4;

4) должна быть выполнена с принудительным воздушным способом охлаждения тиристорных преобразователей;

5) должна быть выполнена по одногрупповой схеме с двумя параллельно включенными идентичными преобразовательно-регулирующими каналами, каждый из которых обеспечивает все режимы возбуждения генератора. В работе должен находиться один из преобразовательно-регулирующих каналов, а другой – в горячем резерве.

Для повышения надежности работы энергоблока предусматривается установка резервной системы возбуждения, обеспечивающей его работу во всех режимах, в том числе:

1) холостой ход генератора;

2) работа генератора параллельно с сетью;

3) работа генератора в двигательном режиме при питании его от тиристорного пускового устройства газовой турбины.

Резервная система возбуждения в соответствии с проектными решениями:

1) должна обеспечивать прямой и обратный переходы на рабочую систему возбуждения без отключения генератора от сети;

2) должна иметь климатическое исполнение и категорию размещения – УХЛ4;

3) должна быть выполнена с принудительным воздушным способом охлаждения тиристорных преобразователей;

4) должна обеспечивать возможность проведения необходимых испытаний генератора в объеме, предусмотренном СТО 34.01-23.1-001-2017;

5) должна быть выполнена по одногрупповой схеме с одним преобразовательно-регулирующим каналом, который обеспечивает все режимы работы генератора.

Для обеспечения указанных выше требований к рабочей и резервной системам возбуждения проектом предполагается:

1) выполнение цепей разрядника и защитного резистора обмотки возбуждения общими для рабочей и резервной системы возбуждения;

2) выполнение рабочей и резервной систем возбуждения по схеме статической тиристорной системы возбуждения;

3) подключение трансформатора рабочей системы возбуждения отпайкой токопроводом в цепь между блочным трансформатором и генераторным выключателем, что обеспечивает исключение перерыва питания тиристорного преобразователя возбуждения при работе автоматики АВР собственных нужд энергоблока, а также обеспечивает возможность работы ТПУ от рабочей системы возбуждения;

4) подключение трансформатора возбуждения резервной системы к секции 6 кВ собственных нужд энергоблока, что обеспечивает возможность проведения испытаний генератора в объеме, предусмотренном СТО 34.01-23.1-001-2017 (в том числе снятие характеристики трехфазного КЗ), а также запуск газовой турбины от ТПУ, в том числе в режиме отсутствия напряжения на линии 500 кВ связи энергоблока с энергосистемой.

2.3 Система возбуждения паровой турбины

Системы возбуждения генератора газовой турбины и устройства гашения поля в их составе должны соответствовать:

1) стандарту организации АО «СО-ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.004-2019 «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов»;

2) ГОСТ 21558-2018 «Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия».

Для обеспечения работы генератора газовой турбины предусматривается установка рабочей системы возбуждения, обеспечивающей его работу без ограничений во всех режимах, в том числе:

1) холостой ход генератора;

2) работа генератора параллельно с сетью.

Рабочая система возбуждения в соответствии с проектными решениями:

1) должна обеспечивать прямой и обратный переходы на резервную систему возбуждения без отключения генератора от сети;

2) должна обеспечивать работу генератора без возникновения режима потери возбуждения генератора при кратковременных перерывах питания собственных нужд станции по любым причинам, в том числе:

- при КЗ на напряжении 6 кВ собственных нужд (в том числе близких к шинам);
- при работе АВР секций 6 кВ собственных нужд.

3) должна иметь климатическое исполнение и категорию размещения – УХЛ4;

4) должна быть выполнена с принудительным воздушным способом охлаждения тиристорных преобразователей;

5) должна быть выполнена по одногрупповой схеме с двумя параллельно включенными идентичными преобразовательно-регулирующими каналами, каждый из которых обеспечивает все режимы возбуждения генератора. В работе должен находиться один из преобразовательно-регулирующих каналов, а другой – в горячем резерве.

Для повышения надежности работы энергоблока предусматривается установка резервной системы возбуждения, обеспечивающей его работу во всех режимах в том числе:

1) холостой ход генератора;

2) работа генератора параллельно с сетью.

Резервная система в соответствии с проектными решениями:

1) должна обеспечивать прямой и обратный переходы на рабочую систему возбуждения без отключения генератора от сети;

2) должна иметь климатическое исполнение и категорию размещения – УХЛ4;

3) должна быть выполнена с принудительным воздушным способом охлаждения тиристорных преобразователей;

4) должна обеспечивать возможность проведения необходимых испытаний генератора в объеме, предусмотренном СТО 34.01-23.1-001-2017;

5) должна быть выполнена по одногрупповой схеме с одним преобразовательно-регулирующим каналом, который обеспечивает все режимы работы генератора.

Для обеспечения указанных выше требований к рабочей и резервной системам возбуждения проектом предполагается:

1) выполнение цепей разрядника и защитного резистора обмотки возбуждения общими для рабочей и резервной системы возбуждения;

2) выполнение резервной систем возбуждения по схеме статической тиристорной системы самовозбуждения с подключением трансформатора возбуждения к секции КРУ 6 кВ собственных нужд энергоблока, что обеспечивает возможность проведения испытаний генератора в объеме, предусмотренном СТО 34.01-23.1-001-2017 (в том числе снятие характеристики трехфазного КЗ);

3) выполнение рабочей систем возбуждения по схеме статической тиристорной системы возбуждения с подключением трансформатора отпайкой токопроводом в цепь между генератором и генераторным выключателем, что обеспечивает работу системы возбуждения по схеме самовозбуждения, а также исключает перерыв питания тиристорного преобразователя возбуждения при работе автоматики АВР собственных нужд энергоблока;

Ввиду значительного отличия параметров генератора газовой и паровой турбины, а также с учетом необходимости обеспечения работы генератора от ТПУ, предъявляемого к системе возбуждения генератора газовой турбины, но не требуемого для возбуждения генератора паровой турбины, проектом предполагается применение двух отдельных резервных систем возбуждения для газовой и паровой турбин с целью уменьшения сложности указанного оборудования.

2.4 Токопроводы 15 кВ, 10 кВ и 6 кВ

Соединение генераторов ТГ-1А и ТГ-1Б с блочными повысительными трансформаторами Т-91А и Т-91Б выполняется комплектным пофазно-экранированным токопроводом с естественным охлаждением. Это исключает возможность междуфазных коротких замыканий от попадания на шины посторонних предметов и случайный доступ персонала к токоведущим частям. От генераторного токопровода также пофазно-экранированными токопроводами выполнены отпайки к трансформатору собственных нужд ТСН-61 и к трансформаторам возбуждения ТВ-1А и ТВ-1Б.

Технические данные пофазно-экранированных токопроводов представлены в таблице 2.4.1.

В токопроводах предусматривается установка встроенных трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и ОПН.

Для соединения рабочего и резервного трансформаторов собственных нужд и шкафов комплектного распределительного устройства 6,3 кВ применяется трехфазный закрытый

токопровод с воздушной изоляцией. Технические данные трехфазных закрытых токопроводов представлены в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.1 - Технические данные пофазно-экранированных токопроводов

Наименование токопровода	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Ток электродинамической стойкости, кА	Ток термической стойкости, кА
Токопровод подключения генератора ГТ (11ВАА10, 11ВАА20, 11ВАА00)	15,75	8000	300	120
Токопровод подключения ТСН-61 (11ВАА22), токопровод подключения трансформатора возбуждения ТВ-1А (11ВАА21)	15,75	1600	400	160
Токопровод подключения генератора ПТ (10ВАА10, 10ВАА20)	10,5	8000	300	120
Токопровод подключения трансформатора возбуждения ТВ-1Б (10ВАА11)	10,5	1600	400	160

Таблица 2.4.2 - Технические данные трехфазных закрытых токопроводов

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток, А	3150
Ток электродинамической стойкости, кА	81
Ток термической стойкости, кА	31,5

По всей трассе токопроводы выполняются цельносварными. Исключение составляют только разборные узлы подсоединения к генератору, трансформаторам и ГРУ. Все применяемые токопроводы удовлетворяют требованиям электродинамической устойчивости к токам короткого замыкания.

Токопроводы охлаждаются естественным образом наружным воздухом. Токопроводы выполняются в пыле-влагозащищенном исполнении. Степень защиты кожуха – IP 65, степень защиты секций присоединения – IP 55 по ГОСТ 14254-2015.

Планируется применение полимерных опорных изоляторов, устойчивых к выпадению росы и инея, с креплением, обеспечивающим возможность легкой замены изоляторов без разборки экранов.

Крепление кожухов-экранов к поперечным балкам – разъемное изолированное, что исключает циркуляцию наводимых токов. Крепление балок блоков к строительным конструкциям – сварное.

2.5 Компоновка электротехнического оборудования

Силовые масляные трансформаторы размещаются снаружи: блочные трансформаторы газовой и паровой турбин, а также ТСН размещаются на площадке ОРУ 500 кВ, РТСН размещается на площадке ОРУ 110 кВ.

План расположения оборудования проектируемого ОРУ 500 кВ представлен на чертеже № 25-83G1-00-ИОС1.1.3-111-ГЧ.07.

На территории ОРУ 500 кВ в объеме первого этапа строительства предусматривается установка оборудования 500 кВ в ячейке подключения газовой турбины и КЛ 500 кВ:

- блочный силовой трансформатор Т-91А типа ТДЦ-250000/500-У1;
- силовой трансформатор собственных нужд ТСН-61 типа ТРДНС-25000/15-У1;
- однополюсные разъединители;
- трансформаторы тока;
- трансформаторы напряжения;
- ограничители перенапряжения;
- кабельные муфты.

В объеме разработки данной проектной документации подключение КЛ 500 кВ не рассматривается.

В объеме второго этапа строительства предусматривается установка оборудования 500 кВ в ячейке подключения паровой турбины:

- блочный силовой трансформатор Т-91Б типа ТДЦ-125000/500-У1;
- однополюсные разъединители;
- трансформаторы тока;
- ограничители перенапряжения.

Гибкая ошиновка проектируемого ОРУ 500 кВ выполняется проводом 3хАС-500/64 на стальных порталах 500 кВ по типу ПС-500-Л1.

Проектом предусматривается установка резервного трансформатора собственных нужд Т-60Р3 типа ТРДНС-25000/110-У1.

Установка резервного трансформатора собственных нужд предполагается на площадке ОРУ 100 кВ. Для реализации схемы подключения РТСН к отпайке от КВЛ 110 кВ Очаково – Новокунцево I цепь на сооружаемой площадке ОРУ 110 кВ проектируемого энергоблока предусмотрена установка следующего электрооборудования 110 кВ:

– резервный трансформатор собственных нужд Т-60Р3;
– колонковый элегазовый выключатель;
– разъединитель с двумя заземляющими ножами;
– ограничители перенапряжения;
– трансформаторы тока;
– трансформатор напряжения;
– заземлитель;
– кабельные муфты.

Гибкая ошиновка проектируемого ОРУ 110 кВ выполняется проводом АС-240/39 на стальных порталах по типу ПСЛ-110Я.

В объеме разработки данной проектной документации подключение КВЛ 110 кВ к ошиновке сооружаемого ОРУ 110 кВ Очаково – Новокунцево I не рассматривается.

План расположения оборудования проектируемого ОРУ 110 кВ представлен на чертеже № 25-83G1-00-ИОС1.1.3-111-ГЧ.08 в составе тома № 25-83G1-00-ИОС1.1.3.

В здании главного корпуса ПГУ размещаются основные распределительные устройства: рабочие и резервные секции КРУ 6 кВ, рабочие и резервные секции РУСН 0,4 кВ газовой турбины и паровой турбины, общестанционных собственных нужд и термообработки.

Также в главном корпусе ПГУ расположено ГРУ ГТ на напряжении 15,75 кВ, ГРУ ПТ на напряжении 10,5 кВ, оборудование систем возбуждения газовой, паровой турбины и резервных систем возбуждения, оборудование СОПТ (аккумуляторная батарея, ЩПТ, зарядно-выпрямительные устройства, устройство стабилизации напряжения), релейные панели.

Планы расположения оборудования в здании главного корпуса ПГУ представлены на чертежах № 25-83G1-00-ИОС1.1.3-111-ГЧ.03.

Здание циркнасосной относится ко второму этапу строительства. В здании циркнасосной располагаются распределительные устройства для электроснабжения циркнасосной и пожарной насосной станции. К ним относятся: два трансформатора 6/0,4 кВ, секции распределительного устройства 0,4 кВ и панели ПЭСПЗ. Планы расположения оборудования в здании циркнасосной представлены на чертежах № 25-83G1-00-ИОС1.1.3-111-ГЧ.05.

План размещения электрооборудования в центральной проходной с защитным сооружением ГОиЧС представлен на чертеже № 25-83G1-00-ИОС1.1.3-111-ГЧ.06.

План размещения электрооборудования в здании маслосклада представлен на чертеже № 25-83G1-00-ИОС1.1.3-111-ГЧ.09.

2.6 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания для блока ПГУ выполнен в программном комплексе EnergyCS ТКЗ 2021. Результаты расчета представлены в приложении А.

3 Сведения о количестве энергопринимающих устройств, об их установленной, расчетной и максимальной мощности

В соответствии с требованиями п.п. 1.2.17÷1.2.21 ПУЭ все электроприемники по надежности электроснабжения разделены на три категории.

Электроприемники первой категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения.

Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров.

К электроприёмникам второй категории надежности электроснабжения относятся те электроприемники, перерыв электроснабжения которых не влечет за собой опасность для жизни людей или расстройство сложного технологического процесса, а приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники третьей категории – все остальные электроприемники, не подпадающие под определения первой и второй категорий.

Электроснабжение электроприемников первой категории надежности в нормальном режиме выполняется от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. При нарушении электроснабжения от одного из источников питания, перерыв их электроснабжения допустим лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы электроприемников первой категории предусматривается дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания. В качестве третьего независимого источника используются аккумуляторная батарея, агрегаты бесперебойного питания.

Также выполняется технологическое резервирование, путем установки взаимно резервирующих технологических агрегатов, специальных устройств безаварийного останова технологического процесса, действующих при нарушении электроснабжения.

Электроснабжение электроприемников второй категории надежности выполняется в нормальном режиме от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. При нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала.

Для электроприемников третьей категории электроснабжение выполнено от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток.

К потребителям 1 категории надежности энергоблока ПГУ относится технологическое оборудование, которое обеспечивает нормальную работу турбины, и от которого зависит сохранение блочного и общестанционного оборудования в работоспособном состоянии при всех режимах эксплуатации.

К потребителям 1 категории особой группы относится пожарная и охранная сигнализация, оборудование систем пожаротушения, оборудование АСУ ТП, связи, СДТУ, эвакуационное освещение и др.

К потребителям 2 категории относятся вводные распределительные щиты АБК, маслосклада и центральной проходной.

К потребителям 3 категории относятся: неответственные насосы, рабочее освещение, переносные электроприёмники, грузоподъёмные механизмы, электропотребители сварочной сети, испытательные щитки.

Перечни основных потребителей с указанием количества оборудования, номинальной и расчетной мощности приведены в приложениях Б и В.

4 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии

Для первого и второго этапа строительства соблюдены следующие требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии:

1. Электроснабжение электроприемников выполняется в соответствии с категорией надёжности, указанной в разделе 23. Разработанные схемы электроснабжения потребителей удовлетворяют нормативным требованиям.

2. Выбор сечения силовых кабелей производится с учётом не превышения допустимых величин падения напряжения между источником питания и электроприёмником согласно таблице G.52.1 ГОСТ Р 50571.5.52-2011: не более 3% для системы освещения, не более 5% - для всех остальных пользователей.

3. Класс изоляции электрооборудования должен соответствовать номинальному напряжению сети, а устройства защиты от перенапряжений – уровню изоляции электрооборудования.

4. Электрооборудование распределительных устройств по номинальным данным удовлетворяет условиям работы, как при номинальных режимах, так и в аварийных: при коротких замыканиях, перенапряжениях и нормированных перегрузках.

5 Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах

5.1 Схема электроснабжения собственных нужд

Схема электроснабжения собственных нужд выполнена с учетом требований ВНТП 81: п.п. 8.18, 8.20, 8.28, 8.30, 8.31, 8.32, 8.33, 8.34, 8.35.

Электроснабжение потребителей собственных нужд блока предусматривается на следующих напряжениях:

– 6,3 кВ переменного тока для трансформаторов 6,3/0,4 кВ и электродвигателей мощностью 200 кВт и более;

– 0,4/0,23 кВ переменного тока для электродвигателей мощностью менее 200 кВт, для оборудования КИПиА, для сетей освещения и связи, розеточной сети и сварки;

– 220 В постоянного тока для электроприводов постоянного тока, а также для управления, защиты, автоматики и аварийного освещения.

Электрооборудование распределительных устройств всех видов и напряжений по номинальным данным удовлетворяет условиям работы, как при номинальных режимах, так и при коротких замыканиях, перенапряжениях и нормированных перегрузках.

Класс изоляции электрооборудования соответствует номинальному напряжению сети, а устройства защиты от перенапряжений – уровню изоляции электрооборудования.

5.2 КРУ 6,3 кВ

В соответствии п.п. 8.21 ВНТП 81 для организации электроснабжения собственных нужд энергоблока принята схема с двумя рабочими секциями сборных шин. Подключение всех потребителей 6 кВ, а также всех рабочих трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ энергоблока осуществляется к рабочим секциям КРУ 6,3 кВ.

Ввод рабочего питания секций 11ВВА и 11ВВВ выполнен непосредственно от обмоток НН рабочего трансформатора собственных нужд ТСН-61. Технические характеристики ТСН типа ТРДНС-25000/15-У1 представлены в разделе 15. Расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформатора приведен в приложении Б. Выбор мощности ТСН блока производится из условий обеспечения питания всей присоединенной к соответствующим секциям нагрузки собственных нужд без перегрузки трансформатора.

Ввод резервного питания секций выполнен от секций резервного ввода 00ВСА и 00ВСВ соответственно. Электроснабжение секций резервного ввода в нормальном режиме осуществляется от трансформатора Т-60Р3 типа ТРДНС-25000/15-У1. Технические характеристики РТСН представлены в разделе 15. Мощность резервного трансформатора собственных нужд выбирается идентичной мощности рабочего трансформатора, что позволяет обеспечить электроснабжение потребителей при отказе основного источника питания без ограничений их работы.

Резервные трансформаторы 6/0,4 кВ подключаются непосредственно к секциям резервного ввода, что позволяет обеспечить электроснабжение ответственных секций потребителей 0,4 кВ от независимого источника, в том числе при отказах на сборных шинах рабочих секций.

Для обеспечения электроснабжения ответственных потребителей в аварийных ситуациях, с одновременной потерей питания от рабочего и резервного трансформаторов собственных нужд, предусмотрена возможность электроснабжения резервных трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ, подключенных к секциям резервного ввода, от третьего независимого источника – резервной магистрали собственных нужд ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго». Подключение к резервной магистрали собственных нужд осуществляется кабельными линиями, имеющими ограничения по длительно допустимому току. Для исключения перегрузки указанных кабелей предусмотрена взаимная блокировка между указанными вводами и вводами питания рабочих секций. Длительно допустимый ток указанных кабельных линий определен исходя из условий обеспечения питания потребителей секций резервного ввода без ограничений.

Проектом предусматривается блокировка включения вводов секций (в том числе АВР) при повреждениях на шинах 6,3 кВ.

Питание рабочего трансформатора собственных нужд осуществляется отпайкой от генераторного пофазно-экранированного токопровода на участке между генераторным выключателем и повысительным блочным трансформатором. Вывода низшего напряжения обмоток ТСН напряжением 6,3 кВ присоединяются к рабочим секциям КРУ 6 кВ трехфазными токопроводами. Присоединение трансформатора к сборным шинам КРУ 6,3 кВ осуществляется через вводные ячейки с вакуумными выключателями.

Потребители СН подключаются к шинам секции КРУ 6,3 кВ блока через ячейки КРУ с вакуумными выключателями. На каждой секции предусматриваются ячейки с трансформаторами напряжения выкатного исполнения и комплектом заземляющих разъединителей со стороны шин секций.

Для защиты от коммутационных перенапряжений на шинах каждой секции 6,3 кВ, а также в ячейках присоединений со стороны линий устанавливаются ОПН.

На каждой рабочей секции КРУ 6,3 кВ установлен трансформатор частичного заземления нейтрали, предназначенный для обеспечения надежной работы релейной защиты и уменьшения повреждаемости изоляции электрооборудования от перенапряжений при однофазных замыканиях на землю за счет частичного заземления нейтрали в сети 6 кВ собственных нужд станции.

Принципиальная схема собственных нужд 6,3 кВ приведены на чертеже № 25-83G1-00-ИОС1.1.2-111-ГЧ.03. Решения по подключению рабочего и резервного трансформатора собственных нужд со стороны высшего напряжения приведены на чертеже № 25-83G1-00-ИОС1.1.2-111-ГЧ.02

5.3 РУСН 0,4 кВ

Принципиальная схема собственных нужд 0,4 кВ представлена на чертеже № 25-83G1-00-ИОС1.1.2-111-ГЧ.04.

На первом этапе строительства через понижающие трансформаторы СН напряжением 6,3/0,4 кВ от секций КРУ 6,3 кВ запитываются следующие РУ:

– РУСН 0,4 кВ ГТ;

– РУСН 0,4 кВ ОСН;

– РУСН 0,4 кВ термообработки;

– РУСН 0,4 кВ ДКС.

На втором этапе строительства через понижающие трансформаторы СН напряжением 6,3/0,4 кВ от секций КРУ 6,3 кВ запитываются следующие РУ:

– РУСН 0,4 кВ ПТ;

– РУСН 0,4 кВ в здании циркнасосной.

Электроснабжение потребителей газовой турбины предусматривается от двух трансформаторов собственных нужд напряжением 6,3/0,4 кВ, мощностью 1000 кВ·А Т-412А, Т-412Б и низковольтного комплектного распределительного устройства РУСН 0,4 кВ ГТ.

Электроснабжение потребителей паровой турбины предусматривается от двух трансформаторов собственных нужд напряжением 6,3/0,4 кВ, мощностью 1000 кВ·А Т-411А, Т-411Б и низковольтного комплектного распределительного устройства РУСН 0,4 кВ ПТ.

Электроснабжение общестанционных потребителей 0,4 кВ предусматривается от двух трансформаторов собственных нужд напряжением 6,3/0,4 кВ, мощностью 1600 кВ·А Т-410А, Т-410Б и низковольтного комплектного распределительного устройства РУСН 0,4 кВ ОСН.

Электроснабжение потребителей третьей категории надежности (сварочная сеть, сеть термообработки) предусматривается от одного трансформатора собственных нужд напряжением 6,3/0,4 кВ, мощностью 1000 кВ·А Т-410В и низковольтного комплектного распределительного устройства РУСН 0,4 кВ термообработки.

Электроснабжение потребителей здания циркнасосной предусматривается от двух трансформаторов собственных нужд напряжением 6,3/0,4 кВ, мощностью 1000 кВ·А Т-311, Т-312 и низковольтного комплектного распределительного устройства собственных нужд РУСН 0,4 кВ в здании циркнасосной.

Электроснабжение потребителей ДКС предусматривается от двух трансформаторов собственных нужд напряжением 6,3/0,4 кВ, мощностью 1000 кВ·А Т-313, Т-314 и низковольтного комплектного распределительного устройства собственных нужд РУСН 0,4 кВ ДКС.

Для резервирования собственных нужд 0,4 кВ предусматривается резервные трансформаторы собственных нужд Т-40Р-10А и Т-40Р-10Б напряжением 6,3/0,4 кВ, мощностью 1600 кВ·А и низковольтные комплектные распределительные устройства 0,4 кВ резервного питания собственных нужд.

Рабочие трансформаторы собственных нужд подключены к разным секциям КРУ 6,3 кВ.

Предусматривается два независимых распределительных устройства резервного питания, запитанных каждый от своего резервного трансформатора. В нормальном режиме резервирование отказов трансформаторов РУСН 0,4 кВ ГТ и РУСН 0,4 кВ ПТ осуществляется от трансформатора Т-40Р-10Б, а резервирование отказов трансформаторов РУСН 0,4 кВ ОСН осуществляется от Т-40Р-10А. На период вывода резервного трансформатора в ремонт, либо отсутствия его питания предусматривается возможность объединения секций РУСН 0,4 кВ ввода резервного питания.

РУСН 0,4 кВ ГТ состоит из двух секций 11BFE11 и 11BFF11 с потребителями, работающими в нормальном режиме, с вводными автоматическими выключателями от своего рабочего трансформатора СН на каждой секции, и двух секций 11BFE12 и 11BFF12 ответственной нагрузки, отделенных секционными автоматическими выключателями от секций 11BFE11 и 11BFF11 соответственно.

РУСН 0,4 кВ ПТ состоит из двух секций 10BFC11 и 10BFD11 с потребителями, работающими в нормальном режиме, с вводными автоматическими выключателями от своего рабочего трансформатора СН на каждой секции, и двух секций 10BFC12 и 10BFD12 ответственной нагрузки, отделенных секционными автоматическими выключателями от секций 10BFC11 и 10BFD11 соответственно.

РУСН 0,4 кВ ОСН состоит из двух секций 00BFA11 и 00BFB11 с потребителями, работающими в нормальном режиме, с вводными автоматическими выключателями от своего рабочего трансформатора СН на каждой секции, и двух секций 00BFA12 и 00BFB12 ответственной нагрузки, отделенных секционными автоматическими выключателями от секций 00BFA11 и 00BFB11 соответственно.

РУСН 0,4 кВ ДКС состоит из двух секций 00BFK10 и 00BFL10. Между секциями предусмотрен секционный выключатель.

РУСН 0,4 кВ термообработки состоит из одной секции 00BFG10.

РУСН 0,4 кВ циркнасосной состоит из двух секций 00BFH10 и 00BFJ10. Между секциями предусмотрен секционный выключатель.

В нормальном режиме трансформаторы СН Т-411А и Т-411Б питают потребителей своих секций 10BFC11 и 10BFD11, и секций 10BFC12 и 10BFD12, секционные выключатели замкнуты. При отключении одного из трансформаторов автоматически подается питание от резервного трансформатора Т-40Р-10Б.

В нормальном режиме трансформаторы СН Т-412А и Т-412Б питают потребителей своих секций 11BFE11 и 11BFF11, и секций 11BFE12 и 11BFF12, секционные выключатели замкнуты. При отключении одного из трансформаторов автоматически подается питание от резервного трансформатора Т-40Р-10Б.

В нормальном режиме трансформаторы СН Т-410А и Т-410Б питают потребителей своих секций 00BFA11 и 00BFB11, и секций 00BFA12 и 00BFB12, секционные выключатели замкнуты. При отключении одного из трансформаторов автоматически подается питание от резервного трансформатора Т-40Р-10А.

Трансформаторы Т-311, Т-312 в нормальном режиме питают потребителей своей секции шин 00BFH10 и 00BFJ10, секционный выключатель отключен. При отключении одного из трансформаторов производится отключение рабочего ввода секции и включение секционного выключателя.

Трансформаторы Т-313, Т-314 в нормальном режиме питают потребителей своей секции шин 00BFK10 и 00BFL10, секционный выключатель отключен. При отключении одного из трансформаторов производится отключение рабочего ввода секции и включение секционного выключателя.

В качестве распределительных устройств 0,4 кВ применяются комплектные шкафы с отдельными функциональными блоками, имеющими полный комплект аппаратуры коммутации силовых цепей, защиты, управления, измерения, сигнализации, необходимый для реализации выполняемых функций данной схемы. Функциональные блоки устанавливаются по несколько штук в одном шкафу, что обеспечивает компактность размещения секций и сборок 0,4 кВ в помещении.

Низковольтные комплектные распределительные устройства предусматриваются типового производства.

Распределительные устройства 0,4 кВ удовлетворяют поставленным техническим требованиям в отношении надежности работы, удобства эксплуатации, безопасности обслуживания, противопожарной безопасности и экономии электроэнергии.

Сети собственных нужд переменного тока выполнены с глухозаземленной нейтралью, с системой заземления типа TN-S.

Внутри РУ 0,4 кВ шина PE использована в качестве ГЗШ. К ней присоединены: жилы многожильных кабелей, металлические оболочки кабелей, открытые проводящие части электроустановок, металлические короба и лотки электропроводок, металлические строительные конструкции здания, металлические трубопроводы.

Принципиальные схемы электроснабжения электроприемников от РУСН 0,4 кВ представлены на чертежах № 25-83G1-00-ИОС1.1.2-111-ГЧ.06, 25-83G1-00-ИОС1.1.2-111-ГЧ.07, 25-83G1-00-ИОС1.1.2-111-ГЧ.08, 25-83G1-00-ИОС1.1.2-111-ГЧ.09.

5.4 СОПТ

В соответствии с требованием п. 8.47 ВНТП-81 в качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты элементов главной схемы электрических соединений и основного напряжения собственных нужд станции, а также в качестве аварийного источника для питания электродвигателей, резервных, особо ответственных механизмов собственных нужд, преобразователей устройств связи и аварийного освещения на блоке ПГУ предусматривается установка аккумуляторных батарей напряжением 220 В.

Для обеспечения требования п. 8.51 ВНТП-81 по резервированию аккумуляторных батарей на блоке ПГУ устанавливается две АБ. Резервирование не учитывается при выборе емкости батареи. Выбор емкости АБ представлен в приложении Г.

Для питания потребителей на первом и втором этапе строительства к установке приняты аккумуляторные батареи типа GroE емкостью 1200 А·ч. Каждая АБ устанавливается в отдельном помещении с принудительной системой вентиляции.

Емкость аккумуляторных батарей будет уточнена на стадии рабочего проектирования после выбора производителей основного электротехнического оборудования и оборудования АСУ.

Для подключения АБ к разным секциям на блоке ПГУ предусматривается установка двух отдельных щитов постоянного тока (ЩПТ №1 и ЩПТ №2). Между щитами предусмотрены цепи резервирования.

Схема сети оперативного постоянного тока приведена на чертеже 25-83G1-00-ИОС1.1.2-111-ГЧ.05 «Схема принципиальная электрическая собственных нужд постоянного тока».

Каждый щит постоянного тока включает в себя:

– устройство стабилизации напряжения;

– два зарядно-подзарядных устройства АБ;

– устройство зарядно-подзарядное резервных элементов АБ;

– разрядное устройство;

– шкаф с инвертором аварийного освещения;

– систему контроля изоляции;

– систему поиска «земли» в сети постоянного тока.

Так же в соответствии с техническим заданием предусмотрена установка шкафа для переключения питания потребителей с поврежденной изоляцией.

Питание электродвигателей маслонасосов смазки и регулирования турбин осуществляется от шин постоянного тока отдельными линиями, в цепи которых устанавливаются автоматические выключатели.

Аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда, который осуществляется с помощью зарядно-подзарядных устройств. Устройства УЗП питаются от разных секций 0,4 кВ ОСН.

Выбор параметров стабилизаторов и зарядно-подзарядных устройств АБ представлен в приложении Г.

6 Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности потребителей собственных нужд обеспечивается режимами работы генераторов газовой и паровой турбин.

Установка специальных устройств для компенсации реактивной мощности не предусматривается.

7 Проектные решения по релейной защите и автоматике, включая противоаварийную и режимную автоматику

Проектные решения по релейной защите и автоматике для первого и второго этапа строительства представлены в томе № 25-83G1-00-ИОС1.2.1 «Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 2. Релейная защита, автоматика, управление и сигнализация. Книга 1. Основные решения. Том 5.1.2.1».

8 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в системе электроснабжения, позволяющих исключить нерациональный расход электрической энергии, и по учету расхода электрической энергии

К электротехническим мероприятиям по экономии электроэнергии в данном проекте, как для первого, так и для второго этапа строительства, относятся:

– выбор мощности трансформаторов 6,3/0,4 кВ с учётом оптимальной загрузки и необходимости обеспечения первой категории надёжности электроснабжения потребителей;

– равномерное распределение нагрузок по фазам;

– выбор сечения кабелей 6,3 и 0,4 кВ выполнен по расчетной электрической нагрузке с учетом потерь электроэнергии в кабелях. Принятые решения по выбору сечений кабельной продукции являются оптимальными с точки зрения отношения стоимости кабелей к потерям электроэнергии. Применяются кабели с медными жилами;

– применение современных приборов учета и контроля электропотребления позволяет с большой точностью выявить случаи возможного перерасхода электроэнергии и своевременно устранить их причины;

– электрическое освещение выполнено наиболее энергоэффективными светодиодными светильниками. Все светильники имеют повышенный коэффициент полезного действия, что обеспечивает экономию электрической энергии на электроосвещение;

– управление наружным освещением предусмотрено автоматическое – отключение фотодатчиком в светлое время суток и постом управления из операторной, что исключает затраты электроэнергии на работу светильников в светлое время суток.

Применение современного электрооборудования, организация учета электропотребления и контроля энергетических режимов являются одним из критериев при принятии проектных решений для каждого этапа строительства и учитываются во всех без исключения разделах проекта.

Для обеспечения соблюдения требований энергетической эффективности в процессе эксплуатации объекта предусмотрены следующие мероприятия:

– использование электрооборудования с высоким КПД;

– в проекте предусмотрено использование наиболее современного электрооборудования и материалов, обеспечивающих повышенную эксплуатационную надежность, энергосбережение, минимальные эксплуатационные затраты, минимальную площадь размещения;

– все оборудование, применяемое на объекте, должно быть сертифицировано и рекомендовано к применению в соответствии с действующими на территории РФ нормами, правилами и стандартами.

9 Описание мест расположения приборов учета используемой электрической энергии и устройств сбора и передачи данных от таких приборов, а также технических решений включения приборов учета электрической энергии в интеллектуальную систему учета электрической энергии (мощности)

Проектные решения по автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учета электроэнергии для первого и второго этапа строительства приведены в томе № 25-83G1-00-ИОС1.4.1 «Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 4. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Книга 1. Основные решения. Том 5.1.4.2».

10 Описание и перечень приборов учета электрической энергии, измерительных трансформаторов (при необходимости их установки одновременно с приборами учета), иного оборудования, которое указано в Основных положениях функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. N 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии", используется для коммерческого учета электрической энергии (мощности) и обеспечивает возможность присоединения приборов учета электрической энергии к интеллектуальной системе учета электрической энергии (мощности) гарантирующего поставщика, и способ присоединения приборов учета электрической энергии к интеллектуальной системе учета электрической энергии (мощности) гарантирующего поставщика

Проектные решения по автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учета электроэнергии для первого и второго этапа строительства приведены в томе № 25-83G1-00-ИОС1.4.1 «Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 4. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Книга 1. Основные решения. Том 5.1.4.2».

11 Сведения о показателях энергетической эффективности объекта капитального строительства, в том числе о показателях, характеризующих годовую удельную величину расхода электроэнергии в объекте капитального строительства

Показатели, характеризующие годовую удельную величину расхода энергетических ресурсов, в соответствии с СП 50.13330.2012, раздел 10 и приложение Г относятся к жилым и общественным зданиям. К производственным зданиям данный раздел не относится. Разработка данного раздела ни для первого, ни для второго этапа строительства не требуется.

12 Сведения о нормируемых показателях удельных годовых расходов электроэнергии и максимально допустимых величинах отклонений от таких нормируемых показателей

Показатели, характеризующие годовую удельную величину расхода энергетических ресурсов, в соответствии с СП 50.13330.2012, раздел 10 и приложение Г относятся к жилым и общественным зданиям. К производственным зданиям данный раздел не относится. Разработка данного раздела ни для первого, ни для второго этапа строительства не требуется.

13 Перечень мероприятий по учету и контролю расходования используемой электроэнергии

Проектные решения по автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учета электроэнергии для первого и второго этапа строительства приведены в томе № 25-83G1-00-ИОС1.4.1 «Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 4. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Книга 1. Основные решения. Том 5.1.4.2».

14 Спецификация предполагаемого к применению оборудования, изделий, материалов, позволяющих исключить нерациональный расход электроэнергии, в том числе основные их характеристики

Спецификация оборудования, изделий и материалов, позволяющих исключить нерациональный расход электроэнергии, приведена в таблице 14.1.

Таблица 14.1 – Спецификация оборудования, изделий и материалов

№ п/п	Наименование и техническая характеристика	Тип	Кол-во	Примечание
1	Светильник светодиодный	См. раздел 19	См. том 5.1.1.5	
2	Светильник взрывозащищенный светодиодный	См. раздел 19	См. том 5.1.1.5	
3	Прожектор светодиодный	См. раздел 19	См. том 5.1.1.5	
4	Кабель силовой напряжением 6 кВ с медными жилами, с изоляцией и оболочкой из ПВХ пластиката пониженной пожарной опасности, с низким дымо- и газовыделением	ВВГнг(А)-LS-6	См. том 5.1.1.5	

№ п/п	Наименование и техническая характеристика	Тип	Кол-во	Примечание
5	Кабель силовой напряжением 1 кВ (0,66 кВ) с медными жилами, с изоляцией и оболочкой из ПВХ пластиката пониженной пожарной опасности, с низким дымо- и газовыделением	ВВГнг(А)-LS-1 (0,66)	См. том 5.1.1.5	
6	Кабель силовой напряжением 1 кВ (0,66 кВ) с медными жилами, с изоляцией и оболочкой из ПВХ пластиката пониженной пожарной опасности, с низким дымо- и газовыделением	ВВГнг(А)-FRLS-1 (0,66)	См. том 5.1.1.5	

Подробные спецификации предполагаемого к применению на первом и втором этапе строительства оборудования, изделий и материалов приведены в томе № 25-83G1-00-ИОС1.1.5 «Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения. Книга 5. Графическая часть. Спецификация оборудования, изделий и материалов. Том 5.1.1.5».

15 Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов

На первом этапе строительства устанавливаются:

1. Блочный повысительный трансформатор Т-91А типа ТДЦ-250000/500-У1. Трансформатор предназначен для повышения генераторного напряжения 15,75 кВ газовой турбины до напряжения сети 500 кВ. Трансформатор укомплектован шкафами охлаждения, для регулирования напряжения используется ПБВ. Технические характеристики трансформатора Т-91А приведены в таблице 15.1.

2. Рабочий трансформатор собственных нужд блока ТСН-61 типа ТРДНС-25000/15-У1. Трансформатор предназначен для питания собственных нужд 6 кВ блока ПГУ. Трансформатор укомплектован шкафами охлаждения, для регулирования напряжения используется РПН. Технические характеристики трансформатора ТСН-61 приведены в таблице 15.2.

3. Резервный трансформатор собственных нужд блока Т-60Р3 типа ТРДНС-25000/110-У1. Трансформатор предназначен для организации резервного питания собственных нужд 6 кВ блока ПГУ. Трансформатор укомплектован шкафами охлаждения, для регулирования напряжения используется РПН. Технические характеристики трансформатора Т-60Р3 приведены в таблице 15.3.

4. Трансформаторы ТП-1А, ТВ-1А систем возбуждения генератора газовой турбины. Трансформаторы поставляются в комплекте с системами возбуждения. Параметры трансформаторов определяет завод изготовитель систем возбуждения.

5. Трансформаторы собственных нужд 6/0,4 кВ Т-410А, Т-410Б, Т-40Р-10А, Т-40Р-10Б типа ТСЗС, напряжением 6,3/0,4 кВ, мощностью 1600 кВ·А, схема и группа соединения обмоток Δ / Yн – 11. Трансформаторы собственных нужд 6/0,4 кВ Т-412А, Т-412Б, Т-410В типа ТСЗС, напряжением 6,3/0,4 кВ, мощностью 1000 кВ·А, схема и группа соединения обмоток Δ / Yн – 11.

Таблица 15.1 – Технические данные блочного трансформатора Т-91А

Наименование параметра	Значение
Тип трансформатора	ТДЦ-250000/500-У1
Полная номинальная мощность, МВ·А	250
Напряжение номинальное обмотки ВН, кВ	525
Напряжение номинальное обмотки НН, кВ	15,75
Потери холостого хода, не более, кВт	205
Потери короткого замыкания, не более, кВт	590
Напряжение короткого замыкания, %	13
Ток холостого хода, не более, %	0,45
Регулирование напряжения	ПБВ ± 2 х 2,5 %
Схема соединения обмоток	Y_H / Δ-11

Таблица 15.2 - Технические данные трансформатора собственных нужд ТСН-61

Наименование параметра	Значение
Тип трансформатора	ТРДНС-25000/15-У1
Полная номинальная мощность, МВ·А	25
Напряжение номинальное обмотки ВН, кВ	15,75
Напряжение номинальное обмотки НН1, кВ	6,3
Напряжение номинальное обмотки НН2, кВ	6,3
Потери холостого хода, не более, кВт	25
Потери короткого замыкания, не более, кВт	115
Напряжение короткого замыкания, % - ВН – НН - ВН – НН1 (ВН – НН2) - НН1 – НН2	 10,5 19 30
Ток холостого хода, не более, %	0,65
Регулирование напряжения	РПН ± 12 % (± 8 х 1,5 %)
Схема соединения обмоток	Δ / Δ – Δ – 0 – 0

Таблица 15.3 - Технические данные резервного трансформатора собственных нужд Т-60Р3

Наименование параметра	Значение
Тип трансформатора	ТРДНС-25000/110-У1
Полная номинальная мощность, МВ·А	25
Напряжение номинальное обмотки ВН, кВ	115
Напряжение номинальное обмотки НН1, кВ	6,3
Напряжение номинальное обмотки НН2, кВ	6,3
Потери холостого хода, не более, кВт	25
Потери короткого замыкания, не более, кВт	115
Напряжение короткого замыкания, % - ВН – НН - ВН – НН1 (ВН – НН2) - НН1 – НН2	 10,5 19 30
Ток холостого хода, не более, %	0,65
Регулирование напряжения	РПН ± 16 % (± 9 х 1,78 %)
Схема соединения обмоток	Y_H / Δ – Δ – 11 – 11

На втором этапе строительства устанавливаются:

1. Блочный повысительный трансформатор Т-91Б типа ТДЦ-125000/500-У1. Трансформатор предназначен для повышения генераторного напряжения 10,5 кВ паровой турбины до напряжения сети 500 кВ. Трансформатор укомплектован шкафами охлаждения, для регулирования напряжения используется ПБВ. Технические характеристики трансформатора Т-91Б приведены в таблице 15.4.

2. Трансформатор системы возбуждения генератора паровой турбины. Трансформатор поставляется в комплекте с системой возбуждения. Параметры трансформатора определяет завод изготовитель системы возбуждения.

3. Трансформаторы собственных нужд 6/0,4 кВ Т-411А, Т-411Б, Т-311, Т-312 типа ТСЗС, напряжением 6,3/0,4 кВ, мощностью 1000 кВ·А, схема и группа соединения обмоток Δ / Yн – 11.

Таблица 15.4 - Технические данные блочного трансформатора Т-91Б

Наименование параметра	Значение
Тип трансформатора	ТДЦ-125000/500-У1
Полная номинальная мощность, МВ·А	125
Напряжение номинальное обмотки ВН, кВ	525
Напряжение номинальное обмотки НН, кВ	10,5

Наименование параметра	Значение
Потери холостого хода, не более, кВт	125
Потери короткого замыкания, не более, кВт	380
Напряжение короткого замыкания, %	12
Ток холостого хода, не более, %	0,55
Регулирование напряжения	ПБВ ± 2 х 2,5 %
Схема соединения обмоток	Y_H / Δ-11

Окончательные параметры трансформаторов уточняются на стадии рабочего проектирования после окончательного выбора основного и технологического оборудования.

16 Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства

В данном проекте организация ремонтного хозяйства не предусматривается в соответствии с ТЗ на проектирование.

Для хранения масла для технологических нужд и долива в маслонаполненное оборудование на первом этапе предусмотрено строительство здания маслосклада. Данное здание используется так же на втором этапе строительства.

17 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите

Молниезащита и защитное заземление зданий и сооружений парогазового блока выполняется на основании:

– ПУЭ 6 и 7 изд.;

– СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций, утверждена приказом № 280 от 30.06.2003 г. Министерства энергетики России;

– ГОСТ 12.1.030-81 Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление;

– РД 153-34.0-20.525-00 Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок;

– СО 34.35.311-2004 Методические указания по определению электромагнитных обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях.

Согласно ТЗ, на объекте принят тип заземления системы TN-S (с разделением нулевого защитного и нулевого рабочего проводника на всем её протяжении).

Заземляющее устройство выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ (7-е изд., глава 1.7). ЗУ выполняется в виде сетки из горизонтальных заземляющих проводников из круглой стали диаметром 24 мм и вертикальных заземляющих электродов в виде стальных стержней длиной 5 м и диаметром 24 мм. ЗУ прокладывается на глубине 0,7 м от уровня планировки.

Заземлению подлежат все металлические нетоковедущие части электроустановок (ОПН, разъединители, силовые трансформаторы, заземлители, прожекторные мачты, шкафы управления и т.д.) и другие опорные и металлические конструкции, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции токоведущих частей. К ЗУ должны быть присоединены все

естественные заземлители, в том числе железобетонные фундаменты зданий, сооружений и оборудования.

На территории ОРУ 500 кВ и ОРУ 110 кВ продольные и поперечные горизонтальные заземлители объединены между собой в заземляющую сетку.

Размер ячейки сетки ЗУ у мест заземления нейтралей силовых трансформаторов не должен превышать 6х6 м. Вблизи мест расположения заземляемых нейтралей и ОПН горизонтальные заземлители прокладываются в четырех направлениях.

Каждая стойка металлических опор эстакад заземляется путем присоединения к ЗУ.

Вокруг проектируемых зданий по периметру прокладывается контур из круглой стали диаметром 24 мм на расстоянии 1 м от фундамента здания и на глубине 1 м. Данный контурный заземлитель присоединяется к ЗУ не менее, чем в четырех точках. У входов в здания прокладываются горизонтальные заземлители на глубине 1 и 1,5 м и на расстоянии 1 и 2 м от контурного заземлителя соответственно.

Заземляющий контур новых зданий и сооружений блока ПГУ должен быть соединен с существующим заземляющим контуром ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго» не менее, чем в двух местах.

Защита от прямых ударов молний (ПУМ) выполнена в соответствии с ПУЭ (7-е изд., глава 4.2), СО 153-34.21.122-2003. Уровень надежности молниезащиты от ПУМ принята 0,9, 0,99 или 0,999 для объектов, относящихся III, II или I уровню защиты соответственно. Молниезащита осуществляется посредством молниеотводов, расположенных на прожекторных мачтах, на дымовой трубе и на порталах ОРУ 500 кВ и ОРУ 110 кВ. Предусматривается установка двух молниеприемных мачт на кровле главного корпуса.

Уровень надежности защиты от ПУМ проектируемых зданий и сооружений, а также мероприятия по организации молниезащиты представлены на чертеже 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.04.

Наружный контур заземления представлен на чертеже 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.03.

Внутреннее заземляющее устройство зданий выполняется из шины уравнивания потенциалов (ШУП) в виде стальной полосы сечением 40х4 мм. ШУП прокладывается вдоль стен электротехнических помещений на высоте 0,4 м от уровня пола. Шина уравнивания потенциалов прокладывается вдоль стен помещений на высоте +0.4 м от уровня пола. Проводник уравнивания потенциалов присоединяется к наружному заземляющему устройству не менее чем в 8 точках. Полоса заземления окрашивается в черный цвет.

Заземлению подлежат все металлические нетоковедущие части электроустановок (силовые трансформаторы, шкафы распределительных устройств, сборки, щитки, шкафы управления и т.д.), трубы и металлорукава для прокладки кабелей, металлические рамы проходок в стенах и перекрытиях, металлические трубы коммуникаций на вводе в здание, металлические части систем вентиляции и кондиционирования, металлические оболочки силовых и телекоммуникационных кабелей, металлические части каркаса здания, кабельные конструкции, подкрановые пути грузоподъемных механизмов, металлические конструкции площадок обслуживания и лестниц. Заземление корпусов генераторов турбин выполняется в соответствии с заводской документацией на оборудование.

Нейтрали трансформаторов 6/0,4 кВ присоединяются отдельным проводником заземления - полосой стальной сечением 70х7 мм к наружному заземляющему устройству.

Точки подключения экранов пофазно-экранированных токопроводов к заземляющему устройству присоединяются к нему отдельными проводниками - полосой стальной сечением 70х7 мм.

В помещениях с микропроцессорной техникой (щиты управления, релейные панели, ЩПТ и т.п.) на полу предусматривается сетка из полосовой стали сечением 60х5 мм с размером ячейки не более 2х2 м. Выпуски полосы от сетки присоединяются к проводнику уравнивания потенциалов не менее чем в 4 точках.

В помещениях АСУ ТП (помещениях в301, в306, в308, д103) предусмотрена экранирующая сетка. Сетка соединена с внутренним заземляющим устройством не менее чем в четырех точках.

Заземление главного корпуса ПГУ представлено на чертеже 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.09.

Заземление здания циркнасосной представлено на чертеже 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.19.

Заземление ОРУ 500 кВ представлено на чертеже 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.29.

Заземление ОРУ 110 кВ представлено на чертеже 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.32.

Заземление центральной проходной с защитным сооружением ГОиЧС представлено на чертеже 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.24.

Заземление маслосклада представлено на чертеже 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.35.

Расчет заземления представлен в приложении Д.

18 Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры, которые подлежат применению при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объекта капитального строительства

18.1 Основные электротехнические решения о типе силовых и контрольных кабелей

В проекте предусмотрено использование силовых и контрольных кабелей с медными жилами, с изоляцией из поливинилхлорида (ПВХ) и оболочкой из поливинилхлоридного (ПВХ) пластиката, не распространяющей горение, с пониженным дымо- и газовыделением класса нг-LS.

Для систем противопожарных устройств, аварийного освещения используются кабели с огнестойкой оболочкой класса нг-FRLS.

Классификационное обозначение кабелей для питания пожарных насосов – ПО6, предел огнестойкости 45 минут.

Классификационное обозначение кабелей для питания систем дымоудаления – ПО2, предел огнестойкости 150 минут.

Выбор сечения кабелей 0,4 кВ СН выполнен в соответствии с параметрами проверки на термическую стойкость и невозгораемость с учетом условия п.1.7.79 ПУЭ. Время защитного автоматического отключения питания не превышает 0,4 с. Перечень применяемых кабелей представлен в таблице 18.1.1.

Таблица 18.1.1 - Перечень применяемых кабелей

№ п/п	Марка, Тип	Назначение
1	ВВГнг(А)-LS	Для электропотребителей питающей и распределительной сети, сети освещения, потребителей постоянного тока и розеточной сети
2	ВВГнг(А)-FRLS	Питание потребителей эвакуационного освещения, противопожарных устройств и огнезадерживающих клапанов
3	ППГнг (А) -HF	Для электропотребителей питающей и распределительной сети, сети освещения помещений АБК
4	ППГнг (А)-FRHF	Питание потребителей эвакуационного освещения помещений АБК
5	КГВВнг и КГН	Для питания грузоподъемных механизмов и вибрационных механизмов

№ п/п	Марка, Тип	Назначение
6	КВВГнг(А)-LS и КВВГЭнг(А)-LS	Контрольные кабели

Монтаж кабелей производится в соответствии с п. 2.1, 2.3 ПУЭ издание 7 и действующей нормативной документацией.

Раскладка кабелей производится по группам:

– Группа 0 – силовые кабели напряжением 6 кВ;

– Группа 1 – С (силовые кабели переменного тока напряжением до 1 кВ и силовые кабели постоянного тока 220 В (110 В);

– Группа 2 – К (контрольные кабели свыше 60 В и кабели постоянного тока свыше 24 В);

– Группа 3 – Н (контрольные кабели до 60 В и кабели постоянного тока до 24 В);

– Группа 4 – П (кабели автоматизированных систем управления: АСУ, ТМО, АСУ ЭТО, АИИС КУЭ, кабели внутренних ЛВС);

– Группа 5 – О (оптоволоконные кабели АСУ, кабели оптоволоконной связи);

– Группа 6 – Ж (кабели систем противопожарной защиты и питающие системы пожарной сигнализации и противопожарной защиты свыше 42 В);

– Группа 7 – ПЖН (кабели систем противопожарной сигнализации напряжением менее 42 В).

В соответствии с количеством кабелей, а также их расположением по группам, определяются длины и сечения магистральных кабельных трасс.

18.2 Основные решения о типе осветительной арматуры

Рабочее и аварийное освещение помещений выполняется с применением энергосберегающих технологий (Постановление правительства РФ №2255 от 24.12.2020): энергосберегающих осветительных приборов, астрономических реле времени для наружного освещения.

Светотехническое оборудование имеют следующие характеристики:

- применяются современные технические решения - светодиодные светотехнические устройства;

- светильники соответствуют требованиям в части уровня пылевлагозащиты оптической и электрической части (IP), диапазона цветовой температуры источников света, частоты питающей сети, климатического исполнения в соответствии с климатическим районом и условиями эксплуатации;

- температурный режим использования в соответствии с температурами значениями помещений;

- напряжение питания светильника 220-240 В (ПУЭ п.6.1);

- общий индекс цветопередачи светильника со светодиодными матрицами в помещениях с пребыванием людей не менее - 80, для производственных помещений не менее – 70;

- коэффициент пульсации светового потока светильников со светодиодами и электронными источниками питания (статическими электрическими преобразователями) для целей внутреннего освещения общественных и производственных зданий не более 10 %, для целей наружного утилитарного освещения - не более 15 %;

- светильники для уличного освещения со световым потоком более 5000 лм имеют вторичную оптику (линзы, рассеиватели или отражатели);

- светильники для наружного утилитарного освещения на основе светодиодов с потребляемой мощностью 100 Вт и более помимо оптических элементов содержат ударопрочное защитное стекло;

- группа механического воздействия для светильников ЭТП и помещений м/р Б-В соответствуют М39, по машинному и котельному отделению М5 по ГОСТ 17516.1-90.

Выбор уровней освещенности, количества и типов светильников, способы управления освещением производятся в соответствии с назначением помещений и характером среды в них. Способы установки и обслуживания светильников определяются на основании архитектурно-строительных чертежей с учетом отделки помещений. Нормы освещенности рабочих поверхностей приняты в соответствии с СП 52.13330.2016 (СНиП 23-05-95) «Естественное и искусственное освещение».

18.3 Основные кабельные трассы в главном корпусе ПГУ, в циркнасосной

Основные кабельные трассы в главном корпусе ПГУ расположены:

- в кабельных этажах на отм. 0,000 и +16,500 в осях Д-Е;

- в фальшполах помещений ЦЩУ и РЩ КИП на отм. +12,000, а также в помещениях возбуждения ПТ и электрощитовой КУ на отм. 0,000;

- в машинном и котельном отделении, в трубопроводной галерее.

Также предусматриваются местные кабельные трассы к оборудованию и кабельные шахты для связи кабельных трасс, расположенных в помещениях на разных отметках.

В помещениях машинного и котельного отделений магистральные кабельные трассы выполняются из блочных кабельных коробов на отм. +8,000 и +12,000, для обслуживания кабельных трасс предусматриваются площадки обслуживания. Также предусматриваются кабельные трассы из блочных коробов вдоль площадок паровой и газовой турбин на отметках +4,000, +6,500, +8,000. Площадки обслуживания предусмотрены для кабельных трасс на отм. +6,500, +8,000.

В трубопроводной галерее предусмотрены кабельные трассы на отм. +14,800 с площадками обслуживания.

В кабельных этажах и фальшполах кабельные трассы выполняются с применением кабельных металлоконструкций (стойки, консоли, лотки, короба) с креплением к полу, потолку или стене.

Основные кабельные трассы в АБК расположены в пространстве подвесных потолков в коридорах, выполняются с применением кабельных металлоконструкций (стойки, консоли, лестничные лотки, короба) с креплением к перекрытию или к стене. Связь между разными отметками и с кабельными трассами главного корпуса осуществляется через кабельную шахту в осях 1-2; В/2-В/3. В помещении электрощитовой и в комнате связи на отм. 0,000 кабельные трассы выполняются открыто.

На кровле главного корпуса и АБК предусмотрены кабельные трассы с применением опор с вертикальным креплением профиля на кровлю, перфорированного профиля и перфорированных лотков с крышкой.

Взаиморезервируемые кабели прокладываются по разным трассам. Кабели и провода систем АПТ, АПС, СОУЭ прокладываются отдельно от основных потоков кабелей.

Для подключения оборудования предполагается применение силовых кабелей с медными жилами. В производственных помещениях, где прокладываются кабели среднего и низкого

напряжения, и в помещениях с постоянным пребыванием людей предусматривается применение кабелей с изоляцией, не поддерживающей горение, с низким дымо- и газовыделением типа нг-LS категории А.

Сечения токопроводящих жил кабелей выбираются в соответствии с номинальными данными оборудования, на основании результатов расчетов токов короткого замыкания, с учетом условий работы и методов прокладки. Кабели проверяются на невозгорание при коротком замыкании и по термической стойкости. При невозможности подключения к приемному устройству электроприёмников из-за несоответствия сечения питающего кабеля и клеммной коробки предусматриваются переходные клеммники.

В местах выхода кабелей из кабельных каналов, этажей, проходов между кабельными отсеками, проходов кабелей через перекрытия и стены предусмотрено уплотнение несгораемым материалом со степенью огнестойкости не менее 0,75 часа. В местах, доступных для прикосновения посторонних лиц, а также в местах, где возможны механические повреждения, кабели защищены по высоте на 2 м от уровня пола в трубе или металлорукаве (ПУЭ, п. 2.3.15).

Для кабельных линий, проложенных в шахтах и металлических коробах ККБ, КП, предусмотрено уплотнение с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч: при входе в кабельные сооружения; при прохождении через каждую отметку основного перекрытия, а также через каждые 20 м на протяженных вертикальных участках кабельных коробов; через каждые 30 м горизонтальных участков кабельных коробов, а также в местах примыкания (ответвления) других коробов.

План кабельных трасс в ГК представлен на чертеже 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.08. План кабельных трасс в АБК представлен на чертеже 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.13.

В здании циркнасосной кабельные трассы расположены:

- в кабельном этаже на отм. +4,050 в осях 7-8;

- в циркнасосной и помещении пожарной насосной на отм. +2,500.

В кабельных этажах кабельные трассы выполняются с применением кабельных металлоконструкций (стойки, консоли, лотки, короба) с креплением к полу, потолку или стене. В циркнасосной и помещении пожарной насосной кабельные трассы выполняются из блочных кабельных коробов.

На кровле циркнасосной предусмотрены кабельные трассы с применением опор с вертикальным креплением профиля на кровлю, перфорированного профиля и перфорированных лотков с крышкой.

План кабельных трасс в циркнасосной представлен на чертеже 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.18.

18.4 Основные проектные решения по кабельному хозяйству территории

Для прокладки кабелей по территории между зданиями и сооружениями предусмотрены блочные кабельные короба, устанавливаемые на строительных конструкциях эстакад. Для обеспечения возможности прокладки взаиморезервируемых кабелей блочные кабельные короба расположены на кабельной эстакаде с расстоянием между ними по всей длине не менее 1 метра. Для обслуживания коробов предусмотрены площадки обслуживания. Для подъема на площадки обслуживания предусмотрены лестницы.

По всей длине трассы из блочных кабельных коробов предусмотрены огнезащитные пояса огнестойкостью не менее 0,75 ч: через каждые 30 м длины коробов, на вертикальных участках через каждые 20 м, а также в местах разветвления потоков кабеля и при заходе в здания и сооружения.

На первом этапе строительства осуществляется прокладка по конструкциям эстакад всех кабельных коробов за исключением участков захода в здание циркнасосной, опусков коробов к

ячейке размещения блочного трансформатора паровой турбины и эстакады, сооружаемой между зданием градирней и циркнасосной.

План сетей электроснабжения по территории представлен на чертеже № 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.02 в томе 25-83G1-00-ИОС1.1.4.

19 Описание системы рабочего и аварийного освещения

Предусматривается освещение главного корпуса и вспомогательных сооружений, входящих в объем проектирования (циркнасосная, центральная проходная, помещение фильтров и АБК) а также наружное освещение территории и ОРУ. Проектная документация разрабатывается для двух этапов строительства. Ко второму этапу строительства относятся площадки паровой турбины, дымовая труба снаружи здания, площадки котла, градирня и циркнасосная, остальные здания и помещения относятся к первому этапу строительства.

Проектная документация выполняется в соответствии с ВНТП, ФЗ РФ №123-ФЗ, ФЗ РФ № 384-ФЗ, ПУЭ, СП 52.13330.2016, СП 256. 1325800.2016, СП 165.1325800. 2014.

Для всех помещений принята система общего равномерного или локализованного освещения. Выполняется два вида освещения: рабочее и аварийное (эвакуационное и резервное освещение).

Системы внутреннего и наружного освещения обеспечивают необходимые уровни освещенности и соответствуют:

- по административным помещениям - СП 256. 1325800.2016 «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа»;

- по производственным помещениям, наружному освещению и площадкам производства работ - СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение». Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.

Светоограждение предусмотрено для дымовых труб, градирни и мачт молниезащиты с высотой мобильной короны 45 м, с целью обеспечения безопасности полетов воздушных судов.

В соответствии с Федеральными авиационными правилами «Размещение маркировочных знаков и устройств на зданиях, сооружениях, линиях связи, линиях электропередачи, радиотехническом оборудовании и других объектах, устанавливаемых в целях обеспечения безопасности полетов воздушных судов» (утв. приказом Федеральной аэронавигационной службы от 28 ноября 2007 г. № 119), с «Указаниями по проектированию светового ограждения высотных препятствий» - М4159, выполняется светоограждение посредством установки точек сдвоенных огней (основной и резервный), которые видны с любого направления и работают одновременно:

- для дымовых труб - на верхней площадке дымовой трубы устанавливаются четыре сдвоенных (основной и резервный) световых заградительных огня. Нижний ярус заградительных огней должен размещаться на высоте 45 м относительно абсолютной отметки участка местности;

- для градирни - устанавливаются 6 точек сдвоенных огней светоограждения (основной и резервный) на самой верхней площадке. Огни светоограждения поставляются комплектно с градирней заводом-изготовителем;

- для мачт молниезащиты высотой 45 м – над опускающейся короной устанавливаются два огня светоограждения.

В качестве заградительных огней используется осветительная арматура со светодиодами, которая входит в комплектную поставку завода – изготовителя дымовых труб, а также мачт молниезащиты.

Электроснабжение систем светоограждения предусматривается по 1-й категории надежности. Питание разных групп (основной и резервной) спаренных огней дымовых труб и мачт

молниезащиты осуществляется непосредственно от панели аварийного освещения, расположенной в помещении ЩПТ главного корпуса, а также от сборки наружного освещения в помещении вторичных сборок ЭТП (см. ПД № 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.11 и 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.06).

Питание разных групп (основной и резервной) спаренных огней градирни осуществляется от разных секций РУ-0,4кВ циркнасосной.

Наружное освещение в объеме проекта выполняется для дорог, ОРУ и других технологических площадок. Категория по надежности электроснабжения наружного освещения - 3. Питание сети наружного освещения территории производится от сборки наружного освещения, установленной в помещении вторичных сборок в ЭТП над отм. +20,850 (см. ПД № 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.06).

Предусматривается централизованное (из помещения ЦЩУ) ручное и автоматическое управление освещением территории и светоограждением (от астрономического реле времени, установленного в шкафу управления освещением 00UMD23GP501).

Светильники наружной установки, устанавливаемые над входами в здания и воротами присоединены к сети аварийного освещения, управляются датчиком движения и освещенности и отключаются по требованию ГО ЧС по алгоритму, заданному для аварийного резервного освещения (за 3 мин после окончания режима частичного затенения).

Внутреннее освещение отвечает требованиям главы 1.7 и раздела 7 ПУЭ 7-го издания для производственных цехов и для общественных и административных зданий. Внутреннее освещение делится на рабочее и аварийное освещение. В качестве источников света выбираются наиболее энергоэффективные светодиодные светильники.

В контейнерных модулях предусматривается рабочее и аварийное освещение, которое входит в комплектную поставку заводов - изготовителей.

Система аварийного освещения включает в себя резервное (для продолжения работ) и эвакуационное освещение (зон повышенной опасности и путей эвакуации). Резервное освещение выполняется из расчета 30% от рабочего освещения в соответствии с СП 52.13330.2016.

Аварийное резервное освещение предусматривается на важнейших рабочих местах, а также в местах, где недопустимо прекращение технологического процесса.

Светильники аварийного освещения отличаются от светильников рабочего освещения специально нанесенной буквой «А» красного цвета.

В помещениях основных цехов главного корпуса (турбинное и котельное отделения), на площадках обслуживания котельного и турбинного оборудования, в помещениях, предназначенных для постоянного прохода персонала, осветительные приборы аварийного освещения включены в течение всего времени, когда включено рабочее освещение. При этом управление аварийным освещением выполняется автоматическими выключателями, установленными в шкафах аварийного освещения.

В остальных помещениях и вспомогательных зданиях осветительные приборы аварийного освещения включаются одновременно с осветительными приборами рабочего освещения (п.7.6.8 СП 52.13330.2016). Управление в данном случае выполняется с помощью выключателей, установленных у входа в помещение.

Для обеспечения необходимой продолжительности работы эвакуационного освещения (освещения путей эвакуации и антипанического освещения) в проекте применяются светильники со встроенными аккумуляторными блоками, рассчитанными на 1 час работы.

Согласно СП 52.13330.2011 проект выполняется с учетом требований равномерного освещения путей эвакуации и эвакуационного освещения зон повышенной опасности.

Горизонтальная освещенность по путям эвакуации составляет не менее 1 лк вдоль центральной линии прохода и 0.5 лк по всей ширине прохода. Эвакуационное освещение зон повышенной опасности составляет 10% от рабочего освещения, но не менее 15 лк.

Сеть эвакуационного освещения оснащается световыми указателями (знаками безопасности).

Световые указатели (знаки безопасности) запитываются от сети аварийного освещения и устанавливаются:

- над каждым эвакуационным выходом (указатели «ВЫХОД»);

- на путях эвакуации с указанием направления эвакуации;

- для обозначения мест размещения первичных средств пожаротушения;

- для обозначения мест размещения средств экстренной связи и других средств, предназначенных для оповещения о чрезвычайной ситуации.

Зонами повышенной опасности на объекте (согласно определения СП 52.13330.2016) являются:

- щит управления;

- фасады шкафов в РУ 0,4 кВ;

- задвижка на аварийном сливе масла ПТ;

- запорная арматура на газопроводе.

Сети освещения в пожароопасных зонах выполняются в соответствии с требованиями главы 7.4 ПУЭ.

Групповая осветительная сеть выполняется:

- в машинном зале, в котельном отделении на наружных металлических лестницах в оцинкованной трубе по металлоконструкциям. Обход колон, криволинейные участки трасс и опуски к выключателям освещения выполняются в армированной ПВХ трубе, на лестницах снаружи здания - в металлорукаве с ПВХ оболочкой;

- в электротехнических помещениях в швеллерах под перекрытием и в ПВХ трубах по стенам и за подвесным потолком. В коридорах и лестничных маршах внутри зданий проводка по стенам выполняется скрыто за обшивкой листами ГКЛ либо открыто в ПВХ трубах, под перекрытием и за подвесными потолками в армированных гибких ПВХ трубах и в металлических лотках с перегородками;

- в административных помещениях, кабинетах, лабораториях, не имеющих классов зон пожаро- и взрывоопасности, проводку выполнить в негорючих гофрированных трубах из ПВХ и в швеллерах за подвесными потолками и открыто в пластиковых коробах по стенам с применением встраиваемых выключателей и розеток в данные короба.

Питание сети рабочего и аварийного (резервного и эвакуационного) освещения осуществляется от независимых источников питания, от разных секций шкафов 0,4 кВ.

Питание сети рабочего освещения и розеточной сети 220 В (в ЭТП) главного корпуса осуществляется от сборок рабочего освещения. Сборки рабочего освещения для главного корпуса располагаются в помещении вторичных сборок в ЭТП над отм. +20,850.

Питание сборок рабочего освещения осуществляется от РУСН 0,4 кВ ОСН через стабилизаторы переменного напряжения СПН 00UMD30GP401, 00UMD30GP402, 00UMD30GP403, согласно ВНТП- 81, (см. ПД № 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.10).

Питание групповых шкафов рабочего освещения и розеточной сети 220 В в АБК производится от секции ВРУ 0,4 кВ, расположенной в электротехническом помещении АБК на отм. 0,000.

Питание групповых шкафов рабочего освещения и розеточной сети 220 В в циркнасосной производится от РУ 0,4 кВ, расположенной в электротехническом помещении циркнасосной на отм. 0,000.

Электроснабжение сетей аварийного освещения предусматривается по 1-й категории надежности.

Питание сети аварийного (резервного и эвакуационного зон повышенной опасности) освещения главного корпуса осуществляется от панели аварийного освещения ПАО с инвертором 00UMD30GP004. Панель аварийного освещения и стабилизатор устанавливаются в помещении ЩПТ над отм. +20.850 ЭТП. Панель аварийного освещения ПАО 00UMD30GP004 получает питание от 2-х независимых источников - от РУСН 0,4 кВ ОСН через стабилизатор переменного напряжения СПН 00UMD30GP404 и от щита постоянного тока (см. ПД № 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.11).

Питание сети аварийного (резервного и эвакуационного зон повышенной опасности) освещения циркнасосной осуществляется от секций РУ-0,4 кВ циркнасосной по 1-ой категории надежности. Питание шкафов рабочего и аварийного освещения осуществляется от разных секций РУ-0,4 кВ в циркнасосной.

Питание сети аварийного (эвакуационного путей эвакуации) освещения осуществляется от панелей ПЭСПЗ в помещении вторичных сборок ЭТП и в электрощитовой котельного отделения для главного корпуса, в электротехническом помещении проходной, в РУ-0,4кВ циркнасосной, а также в электротехническом помещении АБК (см. ПД № 25-83G1-00-ИОС1.1.4-111-ГЧ.11).

Питание сети аварийного освещения АБК и проходной осуществляется от панелей ПЭСПЗ.

Управление рабочим освещением в административно-бытовых помещениях и вспомогательных зданий осуществляется с помощью выключателей (переключателей), установленных рядом с дверьми (со стороны дверной ручки), в технологических залах главного корпуса- пакетными выключателями, установленными рядом со щитами освещения.

Управление рабочим освещением коридоров и лестниц главного корпуса и АБК осуществляется при помощи датчиков движения.

Для выполнения групповой сети освещения предусматриваются провода и кабели с медными жилами. Кабели, прокладываемые в производственных помещениях, включая ЦЩУ, имеют изоляцию не поддерживающую горение с низким дымовыделением типа нг-LS категории А - тип ВВГнг(А)-LS.

В цепях эвакуационного освещения производственных помещений применяются огнестойкие кабели типа нг FRLS - тип ВВГнг(А)-FRLS.

В административно-бытовых помещениях м/о 1-2, м/р Б-Г для выполнения групповой сети освещения предусматриваются провода и кабели с медными жилами типа ППГнг (А) -HF и ППГнг (А)- FRHF.

Во взрывоопасных зонах сеть рабочего и аварийного освещения выполняется согласно требованию ПУЭ главы 7.3. в этих зонах сеть освещения выполняется с использованием соответствующих материалов и оборудования с маркировкой Ex.

Светильники внутреннего освещения для использования во взрывоопасных помещениях (зонах) должны соответствовать маркировке по взрывозащите (или уровень взрывозащиты и степень защиты - более высокие).

Светильники внутреннего освещения для использования в пожароопасных помещениях П-IIа должны комплектоваться силикатным стеклом.

В административно – бытовых помещениях, в коридорах и производственных электротехнических помещениях предусматриваются розеточные группы, предназначенные для бытовых нужд.

Напряжение сети рабочего освещения принято ~400/230 В, розеточной бытовой сети ~220 В, напряжение сети местного ремонтного освещения для подключения ручных переносных ламп ~ 12 В. Система заземления сетей освещения TN-S.

Розетки для присоединения переносных светильников предусматриваются в производственных помещениях, имеющих технологическое оборудование, для ремонта которого недостаточно общего освещения (СП 52.13330.2016, таблица Л.2).

Розеточная сеть включает в себя электрические розетки и понижающие разделительные трансформаторы 230/12 В. Вилки и розетки штепсельных соединений в цепях 12 В не должны допускать подключения к розеткам и вилкам других напряжений.

В соответствии с требованиями п.1.7.151 ПУЭ штепсельные розетки ~220 В, к которым могут быть подключены переносные электроприемники, защищаются устройствами защитного отключения (УЗО).

Управление освещение с целью световой маскировки предусмотрено согласно требованиям СП 165.1325800.2014 «Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне. Актуализированная редакция СНиП 2.01.51-90» и СП 264.1325800.2016 «Световая маскировка населенных пунктов и объектов народного хозяйства. Актуализированная редакция СНиП 2.01.53-84» в двух режимах – частичного затемнения и ложного освещения.

Управление освещение с целью световой маскировки выполняется посредством шкафа управления освещением ШУО (00UMD23GP501), расположенного в помещении ЦЩУ.

Для управления освещением и выполнения световой маскировки в режиме частичного затемнения в период перехода с режима обычного освещения на режим частичного затемнения со шкафа 00UMD23GP501 в течение времени не более 3ч (180мин) предусматриваются следующие отключения:

- рабочего освещения помещений с оконными проемами ЭТП - коридоры, лестница, ЦЩУ (вблизи оконных проемов);
- рабочего освещения помещений машинного и котельного отделений вблизи и в зоне видимости оконных проемов;
- рабочего освещения помещений АБК и центральной проходной;
- наружного освещения, кроме группы, предназначенной для эвакуации людей в специальное укрытие;

Для управления освещением и выполнения световой маскировки в режиме ложного освещения в период перехода с режима частичного затемнения на режим ложного освещения по сигналу «Воздушная тревога» со шкафа 00UMD23GP501 в течение времени не более 3мин. предусматриваются следующие отключения:

- оставшегося после введения режима частичного затемнения рабочего освещения помещения ЦЩУ;
- оставшегося после введения режима частичного затемнения рабочего освещения помещений машинного и котельного отделений;
- аварийное (резервное) освещение ЦЩУ;
- группы эвакуационного освещения коридоров ЭТП, а также расположенной у оконных проемов группы эвакуационного освещения лестниц ЭТП и АБК, при этом

эвакуационное освещение коридора ЭТП над отм. +12,000 отключается частично (в зоне видимости оконных проемов);

- аварийное освещения помещений машинного и котельного отделений, кроме аварийного (эвакуационного) освещения машинного отделения в районе ПТ ниже отм.+12,000 и эвакуационного освещения путей эвакуации над отм. 0,000 в машинном отделении вне видимости оконных проемов;
- аварийное освещения помещений АБК (кроме части эвакуационного освещения лестниц и коридоров вне зоны видимости в оконных проемах) и центральной проходной;
- наружное освещение группы, оставшейся после введения режима частичного затемнения.

Включение освещения, отключенного в после введения режима ложного освещения, предусматривается после объявления сигнала «Отбой воздушной тревоги».

Сведения о типах осветительной арматуры, которые подлежат применению при реконструкции объекта, приведены в таблице 19.1 «Типы применяемых светильников».

Таблица 19.1 – Типы применяемых светильников

Наименование помещений (Классификация помещений по условиям среды)	Класс зданий по категории производства по СП 12.13130.2009 / Класс зоны по ПУЭ	Типы и степень защиты светильников	Назначение освещения	Освещенность, лк
Машинное отделение (по фермам, над отм. 0,000,+ 8,00, +6,50 и площадки турбины)		BY581P 250S/840 DIA HE WB GC SIBRXT1mCW5; BY581P 250S/840 DIA HE NB GC SIBRXT1mCW5; BGP472 LED60 NW 50W G2 A; BVP561 LED135/740 78W PSU AMB; BVP561 LED187/740 120W EP AMB;	Рабочее освещение	200 лк
		WT490C 42S/840 PSU WB PI5 L1200;	Резервное освещение	60
		WT490C 42S/840 PSU WB ELP3 PI5 L1200; BS-UNIVERSAL-71-S1-INEXI2 BY581P 250S/840 PSU HE NB GC SIBRXT0.5m	Эвакуационное освещение зон повышенной опасности	20
		WT490C 42S/840 PSU VWB ELP3 PI5 L1200 BS-UNIVERSAL-71-S1-INEXI2	Эвакуационное освещение путей эвакуации	1
Кабельные этажи над отм. 0,000 и +16,500 ЭТП	П-IIа	BGP472 LED60 NW 50W G2 A; BGP472 LED40 NW 33W G2 A	Рабочее освещение	75
		BGP472 LED60 NW 50W G2 A; BGP472 LED40 NW 33W G2 A, внешний БАП для BGP472 LED60; внешний БАП для BGP472 LED33; BS-FLAG-71-S1-INEXI2	Эвакуационное освещение путей эвакуации	1
ЭТП –РУСН 0,4кВ, ЩПТ,	П-IIа	BGP472 LED60 NW 50W G2 A; BGP472 LED40 NW 33W G2 A	Рабочее освещение	200

Наименование помещений (Классификация помещений по условиям среды)	Класс зданий по категории производства по СП 12.13130.2009 Класс зоны по ПУЭ	Типы и степень защиты светильников	Назначение освещения	Освещенность, лк
Помещение релейных панелей, КРУ-6кВ, РЩ КИП и т.п		BGP472 LED60 NW 50W G2 A; BGP472 LED40 NW 33W G2 A	Эвакуационное освещение зон повышенной опасности	20
		BGP472 LED60 NW 50W G2 A; BGP472 LED40 NW 33W G2 A, внешний БАП для BGP472 LED60; внешний БАП для BGP472 LED33;BS-FLAG-71-S1-INEXI2	Эвакуационное освещение путей эвакуации	1
ЭТП - освещение на отм. + 20,850 Помещения АБ1 и АБ2	П-IIа	ВЭЛАН-36-СД.Л.30С1(230АС) -УХЛ1-2ExnRIIT6 X с/з	Рабочее освещение	100
		ВЭЛАН33-АК-СД.Л.20 С1 (220АС)-УХЛ1	Эвакуационное освещение зон повышенной опасности	15
		ВЭЛАН33-АК-СД.Л.20 С1 (220АС)-УХЛ1 ВЭЛ-Т-Н"Выход"-Б/З-(220АС)А -25-У1	Эвакуационное освещение путей эвакуации	1
Котельное отделение Освещение на отм.0,00, освещение по фермам		BY581P 250S/840 DIA HE WB GC SIBRXT1mCW5; BY581P 250S/840 DIA HE NB GC SIBRXT1mCW5; BGP472 LED60 NW 50W G2 A; BVP561 LED135/740 78W PSU AMB; BVP561 LED187/740 120W EP AMB;	Рабочее освещение	100
		WT490C 42S/840 PSU VWB ELP3 PI5 L1200	Эвакуационное освещение зон повышенной опасности	15
		WT490C 42S/840 PSU VWB ELP3 PI5 L1200 BS-UNIVERSAL-71-S1-INEXI2	Эвакуационное освещение путей эвакуации	1
Котельное отделение. Площадки котла		WT490C 42S/840 PSU VWB PI5 L1200 BVP561 LED187/740 120W WLP SMB	Рабочее освещение	50
		WT490C 42S/840 PSU VWB ELP3 PI5 L1200 BS-UNIVERSAL-71-S1-INEXI2	Эвакуационное освещение путей эвакуации	1
АХК, помещение ручного химконтроля над отм. 0,000,		WT490C 42S/840 PSU VWB PI5 L1200	Рабочее освещение	200
		WT490C 42S/840 PSU VWB ELP3 PI5 L1200	Эвакуационное освещение зон повышенной опасности	20

Наименование помещений (Классификация помещений по условиям среды)	Класс зданий по категории производства по СП 12.13130.2009 Класс зоны по ПУЭ	Типы и степень защиты светильников	Назначение освещения	Освещенность, лк
		WT490C 42S/840 PSU VWB ELP3 PI5 L1200 BS-UNIVERSAL-71-S1-INEXI2	Эвакуационное освещение путей эвакуации	1
Котельное отделение. Отм. +0,000 электрощитовая КО	П-IIа	BGP472 LED60 NW 50W G2 A; BGP472 LED40 NW 33W G2 A	Рабочее освещение	200
		BGP472 LED60 NW 50W G2 A; BGP472 LED40 NW 33W G2 A	Эвакуационное освещение зон повышенной опасности	20
	П-IIа	BGP472 LED60 NW 50W G2 A; BGP472 LED40 NW 33W G2 A, внешний БАП для BGP472 LED60; внешний БАП для BGP472 LED33; BS-FLAG-71-S1-INEXI2	Эвакуационное освещение путей эвакуации	1
ЭТП. Отм. +12,00 РЩ КИП	П-IIа	CR350B LED40S/940 PSD W60L60	Рабочее освещение	200
		CR350B LED40S/940 PSD W60L60	Эвакуационное освещение зон повышенной опасности	20
		CR350B LED40S/940 PSD W60L60; BS-FLAG-71-S1-INEXI2	Эвакуационное освещение путей эвакуации	1
Машинное отделение. Трубопроводные галереи на отм. +12,00 и +19,65		WT490C 42S/840 PSU VWB PI5 L1200 BVP561 LED187/740 120W WLP SMB	Рабочее освещение	75
		WT490C 42S/840 PSU VWB ELP3 PI5 L1200 BS-UNIVERSAL-71-S1-INEXI2	Эвакуационное освещение путей эвакуации	1
ЭТП. Отм. +12,00. ЦЩУ		CR350B LED40S/940 PSD W60L60	Рабочее освещение	500
		CR350B LED40S/940 PSD W60L60	Резервное освещение	150
		CR350B LED40S/940 PSD W60L60; внешний БАП для CR250B	Эвакуационное освещение зон повышенной опасности	50
		CR350B LED40S/940 PSD W60L60; внешний БАП для CR250B; BS-FLAG-71-S1-INEXI2	Эвакуационное освещение путей эвакуации	1
АБК (кабинеты/коридоры/ лестницы		RC132V G6 29_36_43S/830_40 PSU W60L60 OC; CoreLine Downlight DN140B	Рабочее освещение	500/100/100

Наименование помещений (Классификация помещений по условиям среды)	Класс зданий по категории производства по СП 12.13130.2009 / Класс зоны по ПУЭ	Типы и степень защиты светильников	Назначение освещения	Освещенность, лк
		LED10S/840 PSED-E WR IP54 PI6; BCP383 6LED 40K 220V 45 L30 D2		
		RC132V G6 36S/840 PSU W60L60 OC ELB3; DN142B 20S/840 PSU-E WR IP54; BS-VOLNA-71-S1-INEXI2	Эвакуационное освещение путей эвакуации	-/1/1
Циркнасосная		WT490C LED42S/840 PSU VWB PI5 L1200 BVP561 LED135/740 78W PSU SWB	Рабочее освещение	200
		WT490C LED42S/840 PSU VWB ELP3 PI5 L1200 BS-UNIVERSAL-51-L1-INEXI2	Эвакуационное освещение путей эвакуации	1
Мастерские (АБК отм.0,00)		WT490C LED42S/840 PSU VWB PI5 L1200	Рабочее освещение	300
		WT490C LED42S/840 PSU VWB ELP3 PI5 L1200	Эвакуационное освещение зон повышенной опасности	30
		WT490C LED42S/840 PSU VWB ELP3 PI5 L1200 BS-UNIVERSAL-51-L1-INEXI2	Эвакуационное освещение путей эвакуации	1
Лестницы ЭТП, котельного отделения		RC132VG4 LED36S/840 PSU W60L60 OC, 4000K WT490C LED42S/840 PSU VWB PI5 L1200	Рабочее освещение	100
		RC132VG4 LED36S/840 PSU W60L60 OC ELP3, 4000K BS-NEXTRINO-71-S1-INEXI2 Gray Pacific LED gen5 WT490C LED42S/840 PSU VWB ELP3 PI5 L1200 BS-UNIVERSAL-51-L1-INEXI2	Эвакуационное освещение путей эвакуации	1

Классы зоны, типы светильников, длины и сечение кабелей уточняются на стадии рабочего проектирования.

20 Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии, в том числе наличие устройств автоматического включения резерва (с указанием одностороннего или двустороннего его действия)

Аварийными и резервными источниками электроэнергии являются:

– аккумуляторная батарея;

– Резервный трансформатора Т-60Р3, обеспечивающий питание потребителей от независимого источника;

– РУ 110 кВ ПС Очаково, от которого осуществляется питание резервного трансформатора Т-60Р3;

– ячейка КРУ 6,3 кВ подключенная к магистральному токопроводу резервного питания МРП-2А действующей части ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго». От данной ячейки выполнено питание резервной секции КРУ 6,3 кВ 00ВСА;

– ячейка КРУ 6,3 кВ подключенная к магистральному токопроводу резервного питания МРП-2Б действующей части ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго». От данной ячейки выполнено питание резервной секции КРУ 6,3 кВ 00ВСВ;

Резервный трансформатор собственных нужд Т-40Р-10А подключается к секции КРУ 6,3 кВ 00ВСА, резервный трансформатор собственных нужд Т-40Р-10Б подключаются секции КРУ 6,3 кВ 00ВСВ.

Описание решений по электроснабжению секций 6.3 кВ от резервных источников электроэнергии приведено в разделе 5.2.

21 Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии

Для резервирования энергоснабжения собственных нужд энергоблока предусматриваются следующие мероприятия:

– устанавливается выключатель в цепи генератор-трансформатор газовой турбины, что обеспечивает энергоснабжение потребителей 6,3 кВ и 0,4 кВ при неработающем генераторе от рабочего трансформатора собственных нужд ТСН-61;

– предусматривается секционирование распределительного устройства 6 кВ;

– предусматривается резервирование питания секций 6,3 кВ блока в режиме АВР от резервного источника;

– в режиме аварийной остановки энергоблока и отсутствии резервного питания предусматривается энергоснабжение потребителей от аккумуляторной батареи;

– при отсутствии питания 6,3 кВ на рабочем и резервном трансформаторах в аварийных режимах для электроснабжения потребителей 0,4 кВ, в том числе потребителей аварийной и технологической брони, используются трансформаторы Т-40Р-10А и Т-40Р-10Б, запитанные от магистральных токопроводов резервного питания МРП-2А и МРП-2Б действующей части ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго», имеющих питание, независимое от проектируемого энергоблока;

– кабели взаиморезервируемых механизмов прокладываются по разным трассам, или прокладка этих цепей допускается в разных отсеках коробов и лотков, имеющих сплошные продольные перегородки с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч из несгораемого материала (ПУЭ, п. 2.1.1).

22 Перечень энергопринимающих устройств аварийной и (или) технологической брони и его обоснование

Энергопринимающими устройствами технологической брони являются потребители электрической мощности, обеспечивающие технологические процессы, внезапное прекращение которых вызывает необратимое нарушение технологического процесса и (или) опасность для жизни и здоровья людей, окружающей среды, после чего может быть произведено отключение соответствующих энергопринимающих устройств, к данным потребителям относятся: аварийные насосы смазки вала генератора, система АСУ ТП и. др. Электроснабжение указанных потребителей

в аварийных ситуациях обеспечивается путем установки на предприятии автономных источников (аккумуляторных батарей, ИБП).

Энергопринимающими устройствами аварийной брони являются потребители электрической мощности, обеспечивающие безопасное для жизни и здоровья людей состояние объекта при полностью остановленном технологическом процессе, в том числе: охранного освещения, охранной и пожарной сигнализации, насосов пожаротушения, связи, аварийной вентиляции, система аварийного освещения.

23 Сведения о типе и количестве установок, потребляющих электрическую энергию, параметрах и режимах их работы

Перечень основных потребителей электрической мощности и электроустановок, устанавливаемых на первом и втором этапе строительства, их параметры и режимы работы приведены в таблице 23.1 и 23.2 соответственно.

Таблица 23.1 – Перечень основных потребителей электрической мощности и электроустановок, устанавливаемых на первом этапе строительства

№ п/п	Наименование потребителя	Напряжение, кВ	Мощность, кВт	Категория по надежности электроснабжения	Рабочий/ резервный	Режим работы
1	Главный корпус ПГУ					
1.1	Насос замкнутого контура охлаждения вспомогательного оборудования № 1 (НЗК-А)	6	200	1	Рабочий	Пост.
1.2	Насос замкнутого контура охлаждения вспомогательного оборудования № 2 (НЗК-Б)	6	200	1	Резервный	Пост.
1.3	Главный насос масла смазки	0,4	37	1	Рабочий	Пост.
1.4	Вспомогательный насос масла смазки	0,4	37	1	Рабочий	Эпизод.
1.5	Аварийный насос масла смазки	=220	5	1	Рабочий	Эпизод.
1.6	Насос масла гидроподъема	0,4	30	1	Рабочий	Эпизод.
1.7	Сборка мелких электродвигателей ГТ 11BGA10	0,4	50	1	Рабочий	Период.
1.8	Сборка мелких электродвигателей ГТ 11BGA20	0,4	50	1	Рабочий	Период.
1.9	Сборка мелких электродвигателей ГТ 11BGA30	0,4	50	1	Рабочий	Период.
1.10	Сборка мелких электродвигателей ГТ 11BGA40	0,4	50	1	Рабочий	Период.
1.11	Сборка электроснабжения ответственных двигателей ГТ 11BGA50	0,4	50	1 особая	Рабочий	Пост.
1.12	Сборка электроснабжения ответственных двигателей ГТ 11BGA60	0,4	50	1 особая	Рабочий	Пост.
1.13	Сборка электроснабжения оборудования системы возбуждения ТГ ГТ 11BGB51	0,4	30	1 особая	Рабочий	Пост.

№ п/п	Наименование потребителя	Напряжение, кВ	Мощность, кВт	Категория по надежности электроснабжения	Рабочий/ резервный	Режим работы
1.14	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	0,4	30	1 особая	Рабочий	Период.
1.15	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП), 9 шт.	0,4	30×9	1	Рабочий	Период.
1.16	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП), 3 шт.	0,4	20×3	1	Рабочий	Период.
1.17	Шкаф КИП, 2 шт.	0,4	10×2	1 особая	Рабочий	Период.
1.18	Шкаф ЭЧСРиЗ ГТ	0,4 =220	8,5 8,5	1 особая	Рабочий	Пост.
1.19	Шкаф АСКВМ ГТ	0,4	10	1 особая	Рабочий	Пост.
1.20	ШАОТ блочного трансформатора ГТ Т-91А	0,4	40	1	Рабочий	Пост.
1.21	ШАОТ трансформатора собственных нужд ТСН-61	0,4	20	1	Рабочий	Пост.
1.22	Сборка мелких электродвигателей ОСН 00BGA10	0,4	20	1	Рабочий	Период.
1.23	Сборка мелких электродвигателей ОСН 00BGA20	0,4	20	1	Рабочий	Период.
1.24	Сборка мелких электродвигателей ОСН 00BGA30	0,4	20	1	Рабочий	Период.
1.25	Сборка мелких электродвигателей ОСН 00BGA40	0,4	20	1	Рабочий	Период.
1.26	Сборка мелких электродвигателей ОСН 00BGA50	0,4	20	1	Рабочий	Период.
1.27	Сборка мелких электродвигателей ОСН 00BGA60	0,4	20	1	Рабочий	Период.
1.28	Сборка вентиляции и отопления турбинного отделения 00BGB51	0,4	50	1	Рабочий	Период.
1.29	Сборка вентиляции и отопления турбинного отделения 00BGB52	0,4	50	1	Рабочий	Период.
1.30	Сборка вентиляции и отопления ЭТП 00BGB53	0,4	115	1	Рабочий	Период.
1.31	Сборка вентиляции и отопления ЭТП 00BGB54	0,4	115	1	Рабочий	Период.
1.32	Сборка вентиляции и отопления ЭТП 00BGB55	0,4	115	1	Рабочий	Период.
1.33	Сборка вентиляции и отопления ЭТП 00BGB56	0,4	115	1	Рабочий	Период.
1.34	Сборка вентиляции и отопления котельного отделения 10BGB52	0,4	55	1	Рабочий	Период.
1.35	Сборка вентиляции и отопления котельного отделения 10BGB53	0,4	55	1	Рабочий	Период.
1.36	Сборка задвижек типа РТЗО (электрощитовая КУ), 5 шт.	0,4	30×5	1	Рабочий	Период.
1.37	Сборка задвижек типа РТЗО (электрощитовая КУ)	0,4	20	1	Рабочий	Период.
1.38	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	0,4	30	1	Рабочий	Период.

№ п/п	Наименование потребителя	Напряжение, кВ	Мощность, кВт	Категория по надежности электроснабжения	Рабочий/ резервный	Режим работы
1.39	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП), 3 шт.	0,4	20×3	1	Рабочий	Период.
1.40	Насос откачки из дренажного приямка № 2 условно-чистых вод машинного	0,4	11	3	Рабочий	Период.
1.41	Насос откачки из дренажного приямка № 2 условно-чистых вод машинного отделения	0,4	11	3	Резервный	Период.
1.42	Насос откачки из дренажного приямка условно-чистых вод котельного отделения	0,4	11	3	Рабочий	Период.
1.43	Насос откачки из дренажного приямка условно-чистых вод котельного отделения	0,4	11	3	Резервный	Период.
1.44	Кран мостовой опорный электрический г/п 110/20 т, для обслуживания генераторов ПТ и ГТ в машинном отделении	0,4	104	3	Рабочий	Эпизод.
1.45	Сборка ГПМ 00BGC71	0,4	20	3	Рабочий	Эпизод.
1.46	Сборка ГПМ 00BGC72	0,4	20	3	Рабочий	Эпизод.
1.47	Сборка электроснабжения ответственных двигателей ОСН 00BGA70	0,4	50	1 особая	Рабочий	Пост.
1.48	Сборка электроснабжения ответственных двигателей ОСН 00BGA80	0,4	50	1 особая	Рабочий	Пост.
1.49	Сборка электроснабжения ответственных двигателей ОСН 00BGA90	0,4	50	1 особая	Рабочий	Пост.
1.50	Сборка вентиляции ответственных систем (помещ. АБ) 00BGB59	0,4	10	1 особая	Рабочий	Пост.
1.51	Сборка вентиляции ответственных систем 11BGB52	0,4	10	1 особая	Рабочий	Пост.
1.52	Сборка задвижек типа РТЗО (электрощитовая КУ)	0,4	20	1 особая	Рабочий	Период.
1.53	Шкаф локальных САУ, 3 шт.	0,4	50×3	1 особая	Рабочий	Период.
1.54	ШАОТ РТСН Т-60Р3	0,4	20	1	Рабочий	Пост.
1.55	Воздухонагреватель электрический ВЕНЭ-500-039-03-03-01 (венткамера приточная АБ2)	0,4	38,3×2	1	Рабочий	Период.
1.56	Воздухонагреватель электрический ВЕНЭ-500-039-03-03-01 (венткамера приточная АБ2)	0,4	38,3	1	Резервный	Период.
1.57	Воздухонагреватель электрический (венткамера приточная в507)	0,4	37,8	2	Рабочий	Период.
1.58	Воздухонагреватель электрический (венткамера приточная в507)	0,4	37,8	2	Резервный	Период.

№ п/п	Наименование потребителя	Напряжение, кВ	Мощность, кВт	Категория по надежности электроснабжения	Рабочий/ резервный	Режим работы
1.59	Воздухонагреватель Канал-ЭКВ-60-30-22,5 (КРУ 6 кВ)	0,4	22,5	3	Рабочий	Период.
1.60	Воздухонагреватель электрический (венткамера приточная в507)	0,4	23,4	3	Рабочий	Период.
1.61	Воздухонагреватель электрический (венткамера приточная в507)	0,4	15,8×2	3	Рабочий	Период.
1.62	Воздухонагреватель электрический (венткамера приточная в401)	0,4	15,8	3	Рабочий	Период.
1.63	Воздухонагреватель электрический ВЕНЭ-500-019-03-03 (венткамера приточная в401)	0,4	13,5	3	Рабочий	Период.
1.64	Воздухонагреватель электрический Канал-ЭКВ-К-315-12	0,4	12	3	Рабочий	Период.
1.65	Воздухонагреватель электрический ВЕНЭ-500-019-03-02-01	0,4	11,3	3	Рабочий	Период.
1.66	Панель ПЭСПЗ турбинного отделения 00BGB81	0,4	45	1 особая	Рабочий	Период.
1.67	Панель ПЭСПЗ котельного отделения 00BGB82	0,4	4,5	1 особая	Рабочий	Период.
1.68	ВРУ АБК, секция 00BKD10	0,4	230	2	Рабочий	Период.
1.69	ВРУ АБК, секция 00BKD20	0,4	235	2	Рабочий	Период.
1.70	Панель ПЭСПЗ АБК 00BKD80	0,4	17,5	1 особая	Рабочий	Период.
1.71	Сборка электроснабжения КИТСО 00BGB57	0,4	40,5	1	Рабочий	Пост.
1.72	Сборка электроснабжения КИТСО 00BGB58	0,4	28	1	Рабочий	Пост.
1.73	УЗП 320 А, 2 шт.	0,4	180×2	1	Рабочий	Пост.
1.74	Рабочее освещение (стабилизатор напряжения, 3 шт.)	0,4	100 кВ·А	3	Рабочий	Период.
1.75	Аварийное освещение (стабилизатор напряжения)	0,4 =220	40 кВ·А 40 кВ·А	1 особая	Рабочий	Пост.
1.76	Наружное освещение	0,4	50	1	Рабочий	Период.
1.77	Шкаф ИБП АСУ ТП №1	0,4 =220	20 20	1 особая	Рабочий	Период.
1.78	Шкаф ИБП АСУ ТП №2	0,4 =220	20 20	1 особая	Рабочий	Период.
1.79	Шкаф ИБП АСУ ТП №3	0,4 =220	20 20	1 особая	Рабочий	Период.
1.80	Шкаф ИБП АСУ ЭТО	0,4 =220	4 4	1 особая	Рабочий	Период.
1.81	Сварочная сеть	0,4	300	3	Рабочий	Эпизод.
1.82	Сеть термообработки	0,4	300	3	Рабочий	Эпизод.
1.83	Испытательная сеть	0,4	200	3	Рабочий	Эпизод.

№ п/п	Наименование потребителя	Напряжение, кВ	Мощность, кВт	Категория по надежности электроснабжения	Рабочий/ резервный	Режим работы
2	Дожимная компрессорная станция (ДКС), пункт подготовки газа (ППГ), блок отключающей арматуры (БОА)					
2.1	Электродвигатель компрессорной установки №1 ДКУ-А	6	3150	1	Рабочий	Пост.
2.2	Электродвигатель компрессорной установки №2 ДКУ-Б	6	3150	1	Рабочий	Пост.
2.3	Электродвигатель компрессорной установки №3 ДКУ-В	6	3150	1	Резервный	Пост.
2.4	Силовая сборка электрощитовой 00BKC51	0,4	50	1	Рабочий	Период.
2.5	Силовая сборка электрощитовой 00BKC52	0,4	50	1	Рабочий	Период.
2.6	Силовая сборка ДКУ №1 00BKC61	0,4	40	1	Рабочий	Период.
2.7	Силовая сборка ДКУ №2 00BKC62	0,4	40	1	Рабочий	Период.
2.8	Силовая сборка ДКУ №3 00BKC63	0,4	40	1	Рабочий	Период.
2.9	Силовая сборка ППГ 00BKC71	0,4	40	1	Рабочий	Период.
2.10	Силовая сборка генераторной азота и компрессорной воздуха 00BKC72	0,4	40	1	Рабочий	Период.
2.11	Панель ПЭСПЗ 00BKC80	0,4	20	1 особая	Рабочий	Период.
2.12	Силовая сборка БОА 00BKC73	0,4	20	1	Рабочий	Период.
3	Центральная проходная с защитным сооружением ГОиЧС					
3.1	ВРУ центральной проходной, секция 00BKB10	0,4	19	2	Рабочий	Период.
3.2	ВРУ центральной проходной, секция 00BKB20	0,4	23	2	Рабочий	Период.
3.3	Панель ПЭСПЗ центральной проходной 00BKB80	0,4	4	1 особая	Рабочий	Период.
3.4	ВРУ защитного сооружения ГОиЧС, секция 00BKF10	0,4	10	1 особая	Рабочий	Эпизод.
3.5	ВРУ защитного сооружения ГОиЧС, секция 00BKF20	0,4	15	1 особая	Рабочий	Эпизод.
3.6	Панель ПЭСПЗ защитного сооружения ГОиЧС 00BKF80	0,4	4	1 особая	Рабочий	Период.
4	Компрессорная					
4.1	Щит силовой компрессорной 00BKL51	0,4	220	1	Рабочий	Период.
4.2	Щит силовой компрессорной 00BKL52	0,4	220	1	Рабочий	Период.
5	Здание фильтров исходной воды					
5.1	ВРУ	0,4	40	1	Рабочий	Период.
5.2	Панель ПЭСПЗ	0,4	10	1 особая	Рабочий	Период.

№ п/п	Наименование потребителя	Напряжение, кВ	Мощность, кВт	Категория по надежности электроснабжения	Рабочий/ резервный	Режим работы
6	Маслосклад					
6.1	Сборка электроснабжения потребителей маслосклада 00BKH10	0,4	5	1	Рабочий	Период.
6.2	Панель ПЭСПЗ маслосклада 00BKH80	0,4	2	1 особая	Рабочий	Период.
6.3	Щит управления насосами теплового ввода (комплектная поставка)	0,4	15	1	Рабочий	Период.
7	Блок-модуль пенного пожаротушения					
7.1	ВРУ 00BKE10	0,4	36	1 особая	Рабочий	Эпизод.
8	Локальные очистные сооружения поверхностных сточных вод					
8.1	ВРУ ЛОС, секция 00BKJ10	0,4	13	2	Рабочий	Период.
8.2	ВРУ ЛОС, секция 00BKJ20	0,4	17	2	Рабочий	Период.
9	Насосная станция хозяйственно-питьевого водопровода					
9.1	Шкаф управления	0,4	10,5	1	Рабочий	Пост.

Таблица 23.2 – Перечень основных потребителей электрической мощности и электроустановок, устанавливаемых на втором этапе строительства

№ п/п	Наименование потребителя	Напряжение, кВ	Мощность, кВт	Категория по надежности электроснабжения	Рабочий/ резервный	Режим работы
1	Главный корпус ПГУ					
1.1	Питательный насос высокого давления ПЭН-А	6	1000	1	Рабочий	Пост.
1.2	Питательный насос высокого давления ПЭН-Б	6	1000	1	Резервный	Пост.
1.3	Насос замкнутого контура охлаждения вспомогательного оборудования № 3 (НЗК-В)	6	200	1	Резервный	Пост.
1.4	Насос конденсатный №1	0,4	110	1	Рабочий	Пост.
1.5	Насос конденсатный №2	0,4	110	1	Рабочий	Пост.
1.6	Насос конденсатный №3	0,4	110	1	Рабочий	Пост.
1.7	Насос рециркуляции ГПК №1	0,4	45	1	Рабочий	Пост.
1.8	Насос рециркуляции ГПК №2	0,4	45	1	Резервный	Пост.
1.9	Пусковой масляный насос	0,4	160	1	Рабочий	Пост.

№ п/п	Наименование потребителя	Напряжение, кВ	Мощность, кВт	Категория по надежности электроснабжения	Рабочий/ резервный	Режим работы
1.10	Резервный масляный насос	0,4	55	1	Рабочий	Период.
1.11	Аварийный масляный насос	=220	20	1	Рабочий	Период.
1.12	Насос бака слива из котла	0,4	11	1	Рабочий	Эпизод.
1.13	Насос бака слива из котла	0,4	11	1	Резервный	Эпизод.
1.14	Привод ВПУ	0,4	22	1	Рабочий	Период.
1.15	Воздухоосушительная установка, вентилятор	0,4	12	1	Рабочий	Период.
1.16	ШАОТ блочного трансформатора ПТ Т-91Б	0,4	30	1	Рабочий	Пост.
1.17	Сборка мелких электродвигателей ПТ 10BGA10	0,4	50	1	Рабочий	Период.
1.18	Сборка мелких электродвигателей ПТ 10BGA20	0,4	50	1	Рабочий	Период.
1.19	Сборка мелких электродвигателей ПТ 10BGA30	0,4	50	1	Рабочий	Период.
1.20	Сборка мелких электродвигателей ПТ 10BGA40	0,4	50	1	Рабочий	Период.
1.21	Сборка мелких электродвигателей КУ 10BGA50	0,4	50	1	Рабочий	Период.
1.22	Сборка мелких электродвигателей КУ 10BGA60	0,4	50	1	Рабочий	Период.
1.23	Сборка электроснабжения ответственных двигателей ПТ 10BGA70	0,4	50	1 особая	Рабочий	Пост.
1.24	Сборка электроснабжения оборудования системы возбуждения ТГ ПТ 10BGB51	0,4	30	1 особая	Рабочий	Пост.
1.25	Шкаф ЭЧСРиЗ ПТ	0,4 =220	8,5 8,5	1 особая	Рабочий	Пост.
1.26	Шкаф АСКВМ ПТ	0,4	10	1 особая	Рабочий	Пост.
1.27	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	0,4	30	1 особая	Рабочий	Период.
1.28	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП), 8 шт.	0,4	30×8	1	Рабочий	Период.
1.29	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП), 3 шт.	0,4	20×3	1	Рабочий	Период.
1.30	Шкаф КИП, 2 шт.	0,4	10×2	1 особая	Рабочий	Период.
1.31	Насос дренажного бака	0,4	15	1	Рабочий	Эпизод.
1.32	Насос дренажного бака	0,4	15	1	Резервный	Эпизод.
1.33	Насос откачки из дренажного приямка № 1 условно-чистых вод машинного отделения	0,4	11	3	Рабочий	Период.

№ п/п	Наименование потребителя	Напряжение, кВ	Мощность, кВт	Категория по надежности электроснабжения	Рабочий/ резервный	Режим работы
1.34	Насос откачки из дренажного приямка № 1 условно-чистых вод машинного	0,4	11	3	Резервный	Период.
1.35	Установка очистки масла (мобильная)	0,4	48,5	3	Рабочий	Период.
1.36	Насос бака грязного конденсата	0,4	15	1	Рабочий	Период.
1.37	Насос бака грязного конденсата	0,4	15	1	Резервный	Период.
1.38	Насос БЗК (аварийная подпитка)	0,4	18,5	1	Рабочий	Эпизод.
1.39	Повысительный насос № 1 подачи циркуляционной воды к основным эжекторам ПТУ	0,4	70	1	Рабочий	Пост.
1.40	Повысительный насос № 2 подачи циркуляционной воды к основным эжекторам ПТУ	0,4	70	1	Резервный	Пост.
1.41	Кран мостовой опорный электрический г/п 16/3,2 т	0,4	34,6	3	Рабочий	Эпизод.
1.42	Шкаф управления электрообогревом бакового хозяйства, 8 шт.	0,4	20×4	3	Рабочий	Эпизод.
2	Циркнасосная					
2.1	Циркуляционный насос ЦН-А	6	950	1	Рабочий	Пост.
2.2	Циркуляционный насос ЦН-Б	6	950	1	Рабочий	Пост.
2.3	Циркуляционный насос ЦН-В	6	950	1	Резервный	Пост.
2.4	Насос охлаждения вспомогательного оборудования № 1 (НТВ-А)	6	200	1	Рабочий	Пост.
2.5	Насос охлаждения вспомогательного оборудования № 2 (НТВ-Б)	6	200	1	Рабочий	Пост.
2.6	Насос охлаждения вспомогательного оборудования № 3 (НТВ-В)	6	200	1	Резервный	Пост.
2.7	Насос откачки из дренажного приямка циркнасосной	0,4	15	1	Рабочий	Эпизод.
2.8	Насос откачки из дренажного приямка циркнасосной	0,4	15	1	Резервный	Эпизод.
2.9	Кран мостовой опорный электрический г/п 12/3,2 т	0,4	22,6	3	Рабочий	Эпизод.
2.10	Сборка мелких электродвигателей ЦН 10BGE51	0,4	10	1	Рабочий	Период.
2.11	Сборка ОВиК ЦН 10BGE50	0,4	130	1	Рабочий	Период.
2.12	Сборка ОВиК пом. РУСН 0,4 кВ, РЩ 00BGE50	0,4	80	1	Рабочий	Период.

№ п/п	Наименование потребителя	Напряжение, кВ	Мощность, кВт	Категория по надежности электроснабжения	Рабочий/ резервный	Режим работы
2.13	Сборка электроснабжения потребителей пожарной насосной 00BKE50	0,4	42	1	Рабочий	Период.
2.14	Сборка задвижек типа РТЗО, 3 шт.	0,4	30×3	1	Рабочий	Период.
2.15	Сборка задвижек типа РТЗО, 4 шт.	0,4	20×4	1	Рабочий	Период.
2.16	Насос пожарный, 2 шт.	0,4	132×2	1 особая	Рабочий	Период.
2.17	Насос пожарный	0,4	132	1 особая	Резервный	Период.
2.18	Жокей-насос	0,4	18,5	1 особая	Рабочий	Период.
2.19	Кран электрический г/п 2 т	0,4	10	3	Рабочий	Эпизод.
2.20	Насос дренажный	0,4	3	1	Рабочий	Эпизод.
2.21	Насос дренажный	0,4	3	1	Резервный	Эпизод.
2.22	Тепловой пункт	0,4	10	1	Рабочий	Период.
2.23	Сварочная сеть	0,4	75	3	Рабочий	Эпизод.
2.24	Рабочее освещение	0,4	4,5	3	Рабочий.	Период.
2.25	Аварийное освещение	0,4	1,5	1 особая	Рабочий	Пост.
2.26	Аварийное эвакуационное освещение	0,40	2	1 особая	Рабочий	Пост.
2.27	Светоограждение градирни	0,4	4	1 особая	Рабочий	Пост.
3	Градирня. Камера отключающей арматуры					
3.1	ВРУ 10BGE10	0,4	40	1	Рабочий	Период.
3.2	Панель ПЭСПЗ 10BGE80	0,4	10	1 особая	Рабочий	Период.

Приложение А
Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания для блока ПГУ выполнен в программном комплексе EnergyCS ТКЗ 2021. Расчеты выполняются сразу с учетом первого и второго этапа строительства.

Расчётная схема нормального режима работы блока приведена на рисунке А.1.

Расчётная схема работы резервных ТСН 6,3/0,4 кВ от ТЭЦ-25 приведена на рисунке А.2.

Основные параметры оборудования, принятые в расчете, указаны на главное схеме электрических соединений (см. чертеж 25-83G1-00-ИОС1.1.2-111-ГЧ.02) и схеме принципиальной электрической собственных нужд 6 кВ (см. чертеж 25-83G1-00-ИОС1.1.2-111-ГЧ.03).

Для выбора и проверки основного оборудования произведены следующие расчеты токов короткого замыкания:

1. В начальный момент времени t = 0 с, в нормальном режиме работы блока. Результаты расчета приведены в таблице А.1.

2. В момент размыкания контактов выключателей t = 0,35 с, для проверки коммутационной способности генераторных выключателей. Результаты расчета приведены в таблице А.2.

3. В цепи генераторного выключателя газовой турбины в момент времени t = 0,85 с (с учетом ввода выдержки срабатывания защит – 0,5 с). Для проверки применения российского генераторного выключателя типа КАГ-20. Результаты расчета приведены в таблице А.3.

4. В начальный момент времени t = 0 с, в режиме работы резервных ТСН 6,3/0,4 кВ от резервной сборки 6 кВ ТЭЦ-25. Результаты расчета приведены в таблице А.4.

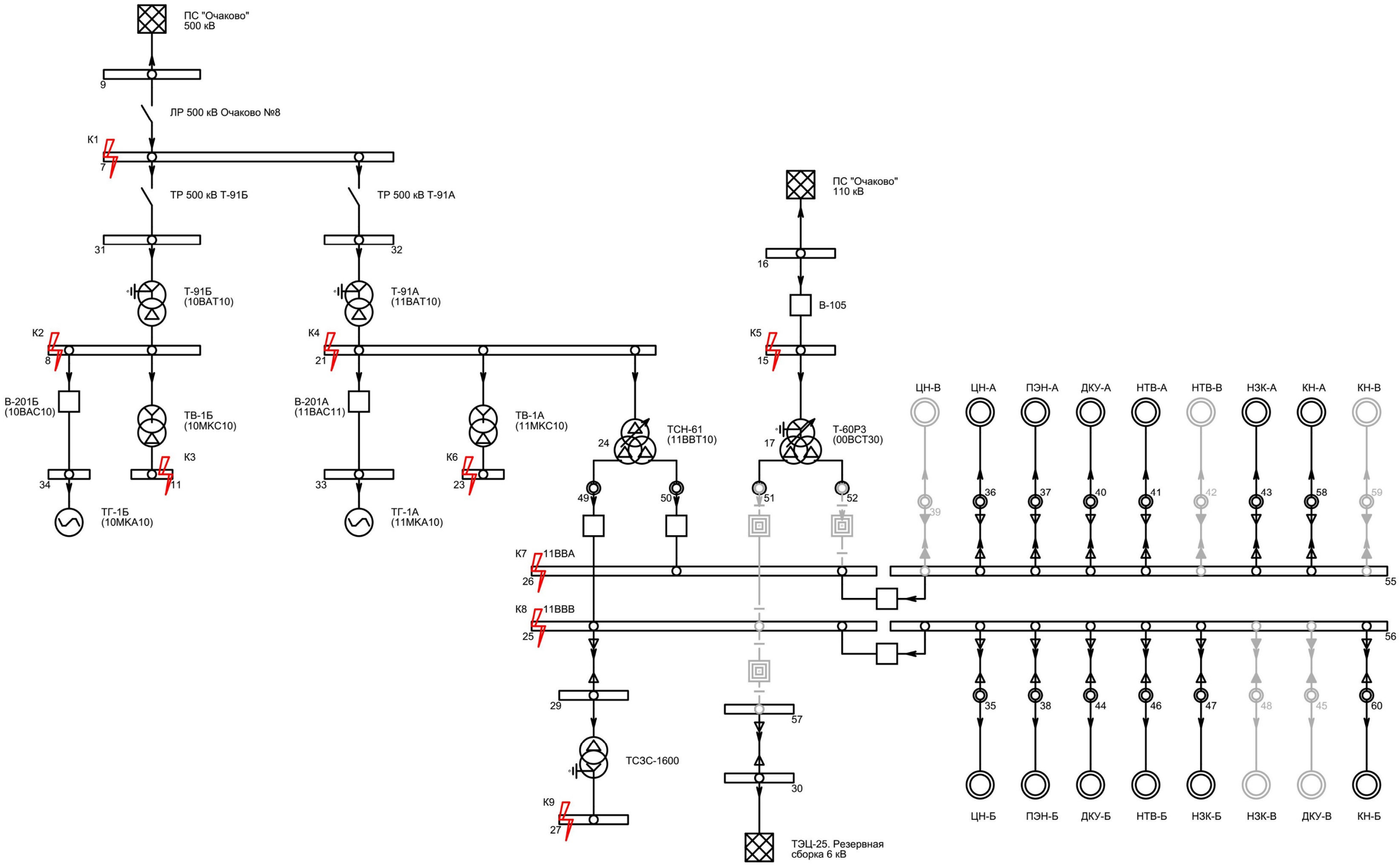

Рисунок А.1 – Расчетная схема для EnergyCS ТКЗ 2021. Нормальный режим работы блока

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС1.1.1-ТЧ	Лист 55

Формат А3

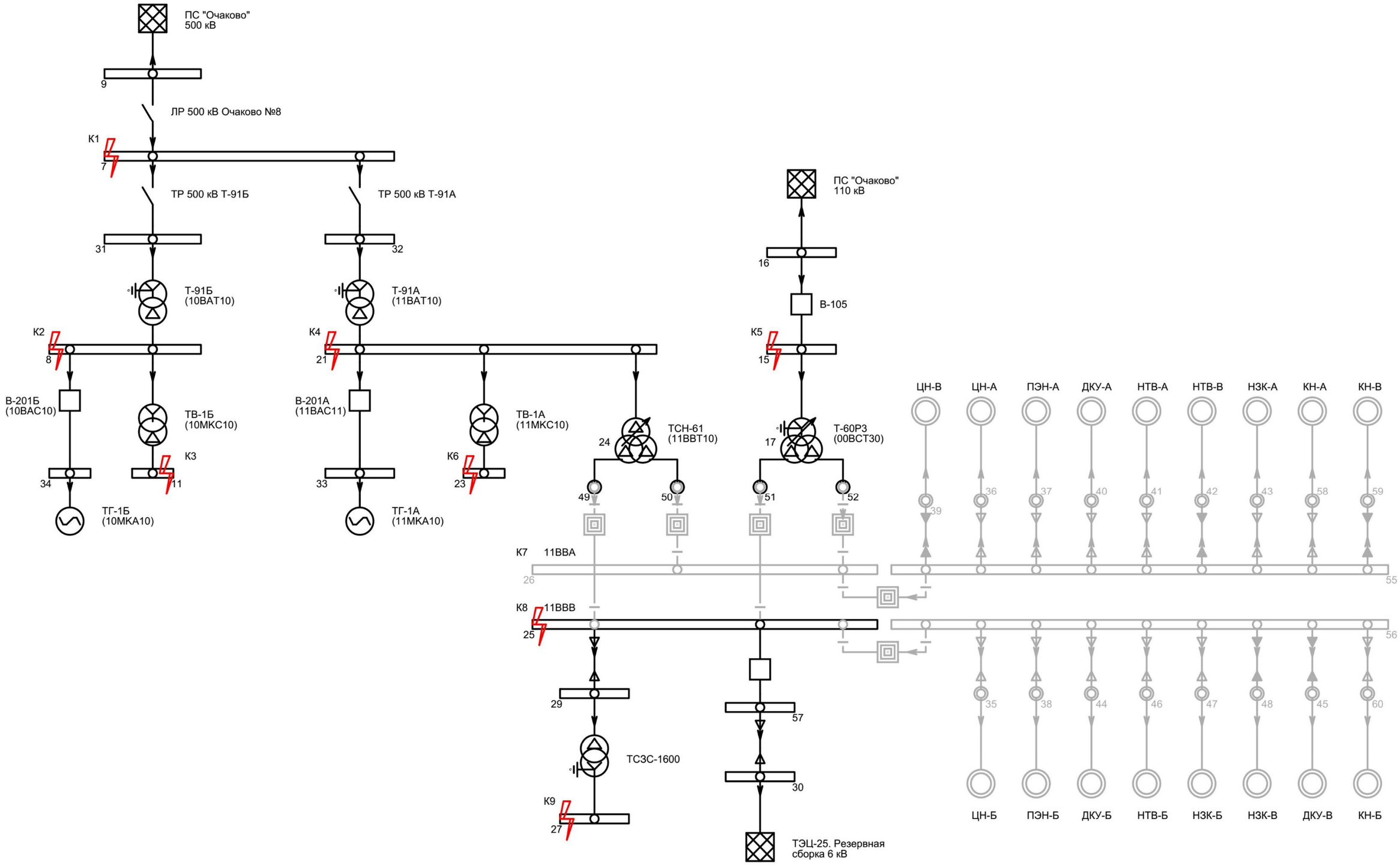

Рисунок А.2 – Расчетная схема для EnergyCS ТКЗ 2021. Режим работы резервных ТСН 6,3/0,4 кВ от резервной сборки 6 кВ ТЭЦ-25

Таблица А.1 – Расчет токов короткого замыкания в начальный момент времени (t = 0 с). Нормальный режим работы блока

Номер КЗ	Номера узлов, ветвей	Uном, кВ	t, с	Iк3, кА	Iп(t), кА	Iуд, кА	ia(t), кА	Beta, %	i(t), кА	Ik2, кА	Ik1, кА	Ik11, кА
К1	7	500	0	40,33	40,33	106,9	57,05	100	114,1	34,93	41,39	41,55
	7-31			0,489	0,489	1,345	0,6915	100	1,383	0,446	1,435	1,334
	7-32			1,006	1,006	2,988	1,553	100	2,976	0,9075	1,387	1,275
	9-7			38,84	38,84	102,8	54,93	100	109,9	33,72	38,56	39,43
К2	8	10,5	0	97,81	97,81	269,7	138,5	100,2	276,9	84,7	0,00237	84,7
	8-34			40,85	40,85	113,2	57,77	100	115,5	36,83	3,075	36,83
	31-8			57,11	57,11	156,5	80,76	100	161,5	57,11	-	-
К3	11	0,44	0	19,28	19,28	44,08	27,26	100	54,52	16,69	-	-
	8-11			19,28	19,28	44,08	27,26	100	54,52	19,28	-	-
К4	21	15,75	0	128,7	128,7	353,5	182,2	100,1	364,1	111,4	0,00469	111,4
	21-24			2,796	2,796	6,195	3,954	100	7,908	2,745	-	-
	21-33			57,48	57,48	159,5	81,29	100	162,6	51,41	4,029	51,41
	32-21			68,53	68,53	188,2	96,92	100	193,8	68,53	-	-
К5	15	115	0	21,8	21,8	56,15	30,83	100	61,66	18,88	24,04	23,16
	15-17			-	-	-	-	-	-	0	0,4647	0,5181
	16-15			21,8	21,8	56,15	30,83	100	61,66	18,88	23,58	22,86
К6	23	0,66	0	24,68	24,68	63,48	34,91	100	69,81	21,38	-	-
	21-23			24,68	24,68	63,48	34,91	100	69,81	24,68	-	-
К7	26	6,3	0	18,82	18,82	46,89	26,62	100	53,24	16,3	0,00169	16,3
	50-26			14,42	14,42	36,92	20,39	100	40,79	12,79	1,035	12,79
	55-26			4,405	4,405	9,971	6,23	100	12,46	4,153	1,035	4,153
К8	25	6,3	0	18,82	18,82	46,89	26,62	100	53,24	16,3	0,00176	16,3
	49-25			14,42	14,42	36,92	20,39	100	40,79	12,79	1,035	12,79
	56-25			4,405	4,405	9,971	6,23	100	12,46	4,153	1,035	4,153
К9	27	0,4	0	30,1	30,1	74,22	42,56	100	85,13	26,07	31,23	30,71
	29-27			30,1	30,1	74,22	42,56	100	85,13	30,1	18,03	30,1

Таблица А.2 – Расчет токов короткого замыкания в момент размыкания контактов выключателей (t = 0,35 с)

Номер КЗ	Номера узлов, ветвей	Uном, кВ	t, с	Iк3, кА	Iп(t), кА	Iуд, кА	ia(t), кА	Beta, %	i(t), кА	Ik2, кА	Ik1, кА	Ik11, кА
К1	7	500	0,035	40,33	40,22	106,9	35,39	62,05	92,28	34,93	41,39	41,55
	7-31			0,489	0,4643	1,345	0,5684	82,19	1,225	0,446	1,435	1,334
	7-32			1,006	0,9189	2,988	1,181	83,02	2,481	0,9075	1,387	1,275
	9-7			38,84	38,84	102,8	33,74	61,42	88,67	33,72	38,56	39,43
К2	8	10,5	0,035	97,81	93,98	269,7	114,5	82,78	247,4	84,7	0,00237	84,7
	8-34			40,85	37,01	113,2	50,12	86,76	102,5	36,83	3,075	36,83
	31-8			57,11	57,11	156,5	64,38	79,72	145,1	57,11	-	-
К3	11	0,44	0,035	19,28	19,28	44,08	4,597	16,86	31,86	16,69	-	-
	8-11			19,28	19,28	44,08	4,597	16,86	31,86	19,28	-	-
К4	21	15,75	0,035	128,7	117,2	353,5	149,8	82,34	315,6	111,4	0,00469	111,4
	21-24			2,796	2,104	6,195	0,9717	24,58	3,947	2,745	-	-
	21-33			57,48	46,85	159,5	70,92	87,25	137,2	51,41	4,029	51,41
	32-21			68,53	68,53	188,2	78,36	80,85	175,3	68,53	-	-
К5	15	115	0,035	21,8	21,8	56,15	15,25	49,47	46,08	18,88	24,04	23,16
	15-17			-	-	-	-	-	-	0	0,4647	0,5181
	16-15			21,8	21,8	56,15	15,25	49,47	46,08	18,88	23,58	22,86
К6	23	0,66	0,035	24,68	24,68	63,48	17,33	49,66	52,24	21,38	-	-
	21-23			24,68	24,68	63,48	17,33	49,66	52,24	24,68	-	-
К7	26	6,3	0,035	18,82	17,52	46,89	11,24	42,23	36,02	16,3	0,00169	16,3
	50-26			14,42	14,42	36,92	9,607	47,11	30	12,79	1,035	12,79
	55-26			4,405	3,104	9,971	1,633	26,21	6,023	4,153	1,035	4,153
К8	25	6,3	0,035	18,82	17,52	46,89	11,24	42,23	36,02	16,3	0,00176	16,3
	49-25			14,42	14,42	36,92	9,607	47,11	30	12,79	1,035	12,79
	56-25			4,405	3,104	9,971	1,633	26,21	6,023	4,153	1,035	4,153
К9	27	0,4	0,035	30,1	30,1	74,22	14,61	34,32	57,17	26,07	31,23	30,71
	29-27			30,1	30,1	74,22	14,61	34,32	57,17	30,1	18,03	30,1

Таблица А.3 – Расчет токов короткого замыкания в цепи генераторного выключателя газовой турбины с учетом ввода выдержки срабатывания защит защит (t = 0,85 с)

Номер КЗ	Номера узлов, ветвей	Uном, кВ	t, с	Iк3, кА	Iп(t), кА	Iуд, кА	ia(t), кА	Beta, %	i(t), кА	Ik2, кА	Ik1, кА	Ik11, кА
К4	21	15,75	0,085	128,7	103,8	353,5	116,2	63,88	263	111,4	0,00469	111,4
	21-24			2,796	1,454	6,195	0,4093	10,35	2,466	2,745	-	-
	21-33			57,48	34,15	159,5	58,36	71,8	106,7	51,41	4,029	51,41
	32-21			68,53	68,53	188,2	57,84	59,68	154,8	68,53	-	-

Таблица А.4 – Расчет токов короткого замыкания в начальный момент времени (t = 0 с). Режим работы резервных ТСН 6,3/0,4 кВ от резервной сборки 6 кВ ТЭЦ-25

Номер КЗ	Номера узлов, ветвей	Uном, кВ	t, с	Iк3, кА	Iп(t), кА	Iуд, кА	ia(t), кА	Beta, %	i(t), кА	Ik2, кА	Ik1, кА	Ik11, кА
К8	25	6,3	0	32,66	32,66	80,39	46,19	100	92,38	28,29	0,000529	28,29
	57-25			32,66	32,66	80,39	46,19	100	92,38	28,29	0,000587	28,29
К9	27	0,4	0	28,55	28,55	70,11	40,37	100	80,75	24,72	29,14	28,87
	29-27			28,55	28,55	70,11	40,37	100	80,75	28,55	16,82	28,55

Приложение Б
Расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформатора 15,75/6,3 кВ

Таблица Б.1 – Расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформатора собственных нужд

№ п/п	Позиция оборудования (идентификатор)	Исходные данные: по заданию технологов: Наименование узла питания и групп электроприёмников	Количество ЭП, шт: Раб.	Количество ЭП, шт: Рез.	Номинальная (установленная) мощность, кВт: одного ЭП	Номинальная (установленная) мощность, кВт: общая	Исходные данные: справочные данные: Коэффициент использования	Коэффициент реактивной мощности		Расчетные величины: $Ки*Рн$, кВт	Расчетные величины: $Ки*Рн*tg\varphi$, кВАр	Эффективное число электроприемников	$\frac{Pn\ max}{Pn\ min}$	Расчетный коэффициент нагрузки	Расчетная мощность: активная, кВт $Pp=Kp*SKи*Pн$	Расчетная мощность: реактивная, кВАр $Qp=1,1*SKи*Pн*tg\varphi$, при $n_э \leq 10$; $Qp=SKи*Pн*tg\varphi$, при $n_э>10$;	Расчетная мощность: полная, кВ·А $Sp= Pp^2+Qp^2$	Расчетный ток, А	Мощность тр-ра, Sтр-ра, кВ·А	Количество тр-ров, шт	Загрузка трансформатора, %
			n		p_n	$Pн=nxp_n$	$Ки$	$cos\varphi$	$tg\varphi$	$Pсм$	$Qсм$	$n_э$	m	Kp	Pp	Qp	Sp	Ip	Smp	$n_{тр}$	%
		Трансформатор собственных нужд 15,75/6,3-6,3 кВ																			
1		Трансформатор 6,3/0,4 кВ ГТ (11BFT10, 11BFT20)	2	0	800.0	1600.0	0.80	0.80	0.75	1280.00	960.00										
2		Трансформатор 6,3/0,4 кВ ОСН (00BFT10, 00BFT20)	2	0	1280.0	2560.0	0.80	0.80	0.75	2048.00	1536.00										
3		Трансформатор 6,3/0,4 кВ ПТ (10BFT10, 10BFT20)	2	0	800.0	1600.0	0.80	0.80	0.75	1280.00	960.00										
4		Трансформатор 6,3/0,4 кВ циркнасосной (00BFT40, 00BFT50)	2	0	800.0	1600.0	0.80	0.80	0.75	1280.00	960.00										
5		Трансформатор 6,3/0,4 кВ ДКС (00BFT60, 00BFT70)	2	0	800.0	1600.0	0.80	0.80	0.75	1280.00	960.00										
6		Трансформатор 6,3/0,4 кВ ТО (00BFT30)	1	0	800.0	800.0	0.80	0.80	0.75	640.00	480.00										
7		Питательный насос высокого давления (ПЭН-А, ПЭН-Б)	1	1	1000.0	1000.0	0.90	0.80	0.75	900.00	675.00										
8		Электродвигатель компрессорной установки (ДКУ-А, ДКУ-Б, ДКУ-В)	2	1	3150.0	6300.0	0.80	0.80	0.75	5040.00	3780.00										
9		Насос циркуляционный (ЦН-А, ЦН-Б, ЦН-В)	2	1	950.0	1900.0	0.90	0.80	0.75	1710.00	1282.50										
10		Насос охлаждения вспомогательного оборудования (НТВ-А, НТВ-Б, НТВ-В)	2	1	200.0	400.0	0.90	0.80	0.75	360.00	270.00										
11		Насос замкнутого контура охлаждения вспомогательного оборудования (НЗК-А, НЗК-Б, НЗК-В)	2	1	200.0	400.0	0.90	0.80	0.75	360.00	270.00										
12		Трансформатор частичного заземления нейтрали (11BBT01, 11BBT02)	2	0	50.4	100.8	1.00	0.80	0.75	100.80	75.60										
13		Трансформатор резервной системы возбуждения	1	1	1240.0	1240.0	1.00	0.80	0.75	1240.00	930.00										
14		Потери в трансформаторе типа ТСЗС-1000/6,3	9	0	10.2	91.8	1.00	0.85	0.62	91.80	56.89										
15		Потери в трансформаторе типа ТСЗС-1600/6,3	2	0	13.8	27.6	1.00	0.85	0.62	27.60	17.10										
		Итого на рабочий трансформатор собственных нужд:	34	6		21220.2	0.83	0.80	0.75	17638.20	13213.10	13.0	308.82	1.0	17638.2	13213.1	22038.4	2123.2	25000	1	88.2%

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Приложение В

Сведения о потребителях, расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформаторов собственных нужд 6,3/0,4 кВ

Таблица В.1 – Расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформаторов РУ общестанционных собственных нужд. Секция РУСН 0,4 кВ ОСН А

№ п/п	Исходные данные								Расчетные величины		Эффективное число электроприемников	$\frac{Pn\ max}{Pn\ min}$	Расчетный коэффициент нагрузки	Расчетная мощность			Расчетный ток, А	Мощность тр-ра, Sтр-ра, кВ·А	Количество тр-ров, шт	Загрузка трансформатора, %
	по заданию технологов							справочные данные												
	Наименование узла питания и групп электроприёмников	Количество ЭП, шт		Номинальная (установленная) мощность, кВт		Коэффициент использования	Коэффициент реактивной мощности		$Ки*Pн$, кВт	$Ки*Pн*tg\varphi$, кВАр				активная, кВт $Pp=Kp*SKи*Pн$	реактивная, кВАр $Qp=1,1*SKи*Pн*tg\varphi$, при $n_э \le 10$; $Qp=SKи*Pн*tg\varphi$, при $n_э > 10$;	полная, кВ·А $Sp=\sqrt{Pp^2+Qp^2}$				
		Раб.	Рез.	одного ЭП	общая															
		n		p_n	$Pн=nxp_n$	$Ки$	$cos\varphi$	$tg\varphi$	$Pсм$	$Qсм$	$n_э$	m	Kp	Pp	Qp	Sp	Ip	Smp	$n_{тр}$	%
	РУСН 0,4 кВ ОСН А (нормальный режим)																			
1	Насос откачки из дренажного приямка №2 условно-чистых вод машинного отделения	0	1	11.0	0.0	0.85	0.82	0.70	0.00	0.00										
2	Насос откачки из дренажного приямка условно-чистых вод котельного отделения	1	0	11.0	11.0	0.85	0.82	0.70	9.35	6.53										
3	Насос откачки из дренажного приямка №1 условно-чистых вод машинного отделения	0	1	11.0	0.0	0.85	0.82	0.70	0.00	0.00										
4	Насос дренажного бака	1	0	15.0	15.0	0.75	0.85	0.62	11.25	6.97										
5	Насос бака грязного конденсата	0	1	15.0	0.0	0.85	0.85	0.62	0.00	0.00										
6	Насос БЗК (аварийная подпитка)	1	0	18.5	18.5	0.75	0.85	0.62	13.88	8.60										
7	Сборка мелких электродвигателей 00BGA30, 00BGA40	0	2	20.0	0.0	0.80	0.80	0.75	0.00	0.00										
8	Сборка мелких электродвигателей 00BGA60	0	1	20.0	0.0	0.80	0.80	0.75	0.00	0.00										
9	Сборка электроснабжения ответственных двигателей ОСН 00BGA70	1	0	50.0	50.0	0.90	0.90	0.48	45.00	21.79										
10	Сборка электроснабжения ответственных двигателей ОСН 00BGA80, 00BGA90	0	2	50.0	0.0	0.90	0.90	0.48	0.00	0.00										
11	Сборка вентиляции и отопления турбинного отделения 00BGB52	0	1	50.0	0.0	0.60	0.85	0.62	0.00	0.00										
12	Сборка вентиляции и отопления ЭТП 00BGB55, 00BGB56	0	1	115.0	0.0	0.60	0.90	0.48	0.00	0.00										
13	Сборка вентиляции и отопления котельного отделения 10BGB53	0	1	55.0	0.0	0.60	0.85	0.62	0.00	0.00										
14	Сборка вентиляции ответственных систем (помещ. АБ) 00BGB59	1	0	10.0	10.0	0.90	0.85	0.62	9.00	5.58										
15	Сборка вентиляции ответственных систем 11BGB52	0	1	10.0	0.0	0.90	0.85	0.62	0.00	0.00										
16	Кран мостовой опорный электрический г/п 110/20 т для обслуживания генераторов паровой и газовой турбин в машинном отделении	1	0	104.0	104.0	0.35	0.70	1.02	36.40	37.14										
17	Сбока ГПМ 00BGC71	1	0	20.0	20.0	0.35	0.70	1.02	7.00	7.14										
18	ШАОТ трансформатора собственных нужд ТСН-61	0	1	20.0	0.0	0.90	0.85	0.62	0.00	0.00										
19	ШАОТ РТСН Т-60Р3	1	0	20.0	20.0	0.90	0.85	0.62	18.00	11.16										

№ п/п	Исходные данные								Расчетные величины		Эффективное число электроприемников	$\frac{Pn\ max}{Pn\ min}$	Расчетный коэффициент нагрузки	Расчетная мощность			Расчетный ток, А	Мощность тр-ра, Sтр-ра, кВ·А	Количество тр-ров, шт	Загрузка трансформатора, %
	по заданию технологов					справочные данные														
	Наименование узла питания и групп электроприёмников	Количество ЭП, шт		Номинальная (установленная) мощность, кВт		Коэффициент использования	Коэффициент реактивной мощности		$Ки*Pн$, кВт	$Ки*Pн*tg\varphi$, кВАр				активная, кВт $Pp=Kp*SKи*Pн$	реактивная, кВАр Qp=1,1*SКи*Pн*tgφ, при nэ≤10; Qp=SКи*Pн*tgφ, при nэ>10;	полная, кВ·А $Sp=\sqrt{Pp^2+Qp^2}$				
		Раб.	Рез.	одного ЭП	общая															
		n		p_n	$Pн=nxp_n$	$Ки$	$cos\varphi$	$tg\varphi$	$Pсм$	$Qсм$	$n_э$	m	Kp	Pp	Qp	Sp	Ip	Smp	$n_{тр}$	%
20	Сборка задвижек типа РТЗО (электрощитовая КУ)	1	0	20.0	20.0	0.20	0.90	0.48	4.00	1.94										
21	Шкаф локальных САУ	1	2	50.0	50.0	0.20	0.90	0.48	10.00	4.84										
22	Сборка задвижек типа РТЗО (электрощитовая КУ)	0	3	30.0	0.0	0.20	0.90	0.48	0.00	0.00										
23	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	0	2	20.0	0.0	0.20	0.90	0.48	0.00	0.00										
24	Воздухонагреватель электрический ВЕНЭ-500-039-03-03-01	1	1	38.3	38.3	0.85	0.90	0.48	32.56	15.77										
25	Воздухонагреватель электрический	1	0	37.8	37.8	0.85	0.90	0.48	32.13	15.56										
26	Воздухонагреватель Канал-ЭКВ-60-30-22,5	1	0	22.5	22.5	0.85	0.85	0.62	19.13	11.85										
27	Воздухонагреватель электрический	1	0	15.8	15.8	0.85	0.85	0.62	13.43	8.32										
28	Воздухонагреватель электрический ВЕНЭ-500-019-03-03	1	0	13.5	13.5	0.85	0.85	0.62	11.48	7.11										
29	Воздухонагреватель электрический ВЕНЭ-500-019-03-02-01	1	0	11.3	11.3	0.85	0.85	0.62	9.61	5.95										
30	Повысительный насос № 2 подачи циркуляционной воды к основным эжекторам ПТУ	0	1	70.0	0.0	0.90	0.88	0.54	0.00	0.00										
31	Панель ПЭСПЗ турбинного отделения 00BGB81	1	0	45.0	45.0	0.85	0.80	0.75	38.25	28.69										
32	Панель ПЭСПЗ котельного отделения 00BGB82	0	1	4.5	0.0	0.90	0.80	0.75	0.00	0.00										
33	Шкаф ИБП АСУ ТП №1	1	0	20.0	20.0	0.85	0.82	0.70	17.00	11.87										
34	Шкаф ИБП АСУ ТП №2	0	1	20.0	0.0	0.85	0.82	0.70	0.00	0.00										
35	Шкаф ИБП АСУ ТП №3	1	0	20.0	20.0	0.85	0.82	0.70	17.00	11.87										
36	Шкаф ИБП АСУ ЭТО	0	1	4.0	0.0	0.85	0.80	0.75	0.00	0.00										
37	ВРУ АБК, секция 00BKD10	1	0	230.0	230.0	0.85	0.92	0.43	195.50	83.28										
38	ВРУ АБК, секция 00BKD20	0	1	235.0	0.0	0.85	0.92	0.43	0.00	0.00										
39	Панель ПЭСПЗ АБК 00BKD80	1	0	17.5	17.5	0.85	0.85	0.62	14.88	9.22										
40	Шкаф управления электрообогревом бакового хозяйства	4	0	20.0	80.0	0.75	0.95	0.33	60.00	19.72										
41	Сборка электроснабжения КИТСО 00BGB57	1	0	40.5	40.5	0.90	0.92	0.43	36.45	15.53										
42	Сборка электроснабжения КИТСО 00BGB58	0	1	28.0	0.0	0.90	0.92	0.43	0.00	0.00										
43	УЗП 320 А	1	0	180.0	180.0	0.90	0.90	0.48	162.00	78.46										
44	Аварийное освещение	1	0	32.0	32.0	1.00	0.93	0.40	32.00	12.65										
45	Наружное освещение	1	0	50.0	50.0	0.70	0.93	0.40	35.00	13.83										

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

№ п/п	Исходные данные: по заданию технологов					справочные данные			Расчетные величины		Эффективное число электроприемников	$\frac{Pn\ max}{Pn\ min}$	Расчетный коэффициент нагрузки	Расчетная мощность			Расчетный ток, А	Мощность тр-ра, Sтр-ра, кВ·А	Количество тр-ров, шт	Загрузка трансформатора, %
	Наименование узла питания и групп электроприёмников	Количество ЭП, шт		Номинальная (установленная) мощность, кВт		Коэффициент использования	Коэффициент реактивной мощности		$Ки*Pн$, кВт	$Ки*Pн*tg\varphi$, кВАр				активная, кВт $Pp=Kp*SKи*Pн$	реактивная, кВАр Qp=1,1*SKи*Pн*tgφ, при nэ≤10; Qp=SKи*Pн*tgφ, при nэ>10;	полная, кВ·А $Sp=\sqrt{Pp^2+Qp^2}$				
		Раб.	Рез.	одного ЭП	общая															
		n		p_n	$Pн=nxp_n$	$Ки$	$cos\varphi$	$tg\varphi$	$Pсм$	$Qсм$	$n_э$	m	Kp	Pp	Qp	Sp	Ip	Smp	$n_{тр}$	%
46	ВРУ центральной проходной, секция 00BKB10	0	1	19.0	0.0	0.85	0.85	0.62	0.00	0.00										
47	ВРУ центральной проходной, секция 00BKB20	1	0	23.0	23.0	0.85	0.85	0.62	19.55	12.12										
48	Панель ПЭСПЗ центральной проходной 00BKB80	0	1	4.0	0.0	0.85	0.90	0.48	0.00	0.00										
49	ВРУ защитного сооружения ГОиЧС, секция 00BKF10	1	0	10.0	10.0	0.75	0.87	0.57	7.50	4.25										
50	ВРУ защитного сооружения ГОиЧС, секция 00BKF20	0	1	15.0	0.0	0.75	0.87	0.57	0.00	0.00										
51	Панель ПЭСПЗ защитного сооружения ГОиЧС 00BKF80	1	0	4.0	4.0	0.75	0.87	0.57	3.00	1.70										
52	Электроснабжение маслосклада (сборка 00BKH10, панель ПЭСПЗ 00BKH80, ЩУ насосами теплового ввода)	0	1	22.0	0.0	0.70	0.85	0.62	0.00	0.00										
53	Блок-модуль пенного пожаротушения, ВРУ	1	0	36.0	36.0	0.75	0.85	0.62	27.00	16.73										
54	ВРУ ЛОС, секция 00BKJ10	1	0	13.0	13.0	0.76	0.86	0.59	9.88	5.86										
55	ВРУ ЛОС, секция 00BKJ20	0	1	17.0	0.0	0.76	0.86	0.59	0.00	0.00										
56	ШУ насосной станции хозяйственно-питьевого водопровода	0	1	10.5	0.0	0.90	0.80	0.75	0.00	0.00										
	Итого на РУСН 0,4 кВ ОСН А (нормальный режим):	34	33		1258.7	0.76	0.89	0.52	957.20	502.02	11.0	58.75	1.0	957.2	502.0	1080.9	1561.9	1600	1	67.6%

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Таблица В.2 – Расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформаторов РУ общестанционных собственных нужд. Секция РУСН 0,4 кВ ОСН Б

№ п/п	Исходные данные: по заданию технологов: Наименование узла питания и групп электроприёмников	Количество ЭП, шт: Раб.	Количество ЭП, шт: Рез.	Номинальная (установленная) мощность, кВт: одного ЭП	Номинальная (установленная) мощность, кВт: общая	Справочные данные: Коэффициент использования	Коэффициент реактивной мощности		Расчетные величины: $Ки*Рн$, кВт	$Ки*Рн*tg\varphi$, кВАр	Эффективное число электроприемников	$\frac{Pn\ max}{Pn\ min}$	Расчетный коэффициент нагрузки	Расчетная мощность: активная, кВт $Pp=Kp*SKи*Pн$	реактивная, кВАр $Qp=1,1*SKи*Pн*tg\varphi$, при $n_э \leq 10$; $Qp=SKи*Pн*tg\varphi$, при $n_э > 10$;	полная, кВ·А $Sp=\sqrt{Pp^2+Qp^2}$	Расчетный ток, А	Мощность тр-ра, Sтр-ра, кВ·А	Количество тр-ров, шт	Загрузка трансформатора, %
		n		p_n	$Pн=nxp_n$	$Ки$	$cos\varphi$	$tg\varphi$	$Pсм$	$Qсм$	$n_э$	m	Kp	Pp	Qp	Sp	Ip	Smp	$n_{тр}$	%
	РУСН 0,4 кВ ОСН Б (нормальный режим)																			
1	Насос откачки из дренажного приямка №2 условно-чистых вод машинного отделения	1	0	11.0	11.0	0.85	0.82	0.70	9.35	6.53										
2	Насос откачки из дренажного приямка условно-чистых вод котельного отделения	0	1	11.0	0.0	0.85	0.82	0.70	0.00	0.00										
3	Насос откачки из дренажного приямка №1 условно-чистых вод машинного отделения	1	0	11.0	11.0	0.85	0.82	0.70	9.35	6.53										
4	Насос дренажного бака	0	1	15.0	0.0	0.75	0.85	0.62	0.00	0.00										
5	Насос бака грязного конденсата	1	0	15.0	15.0	0.85	0.85	0.62	12.75	7.90										
6	Сборка мелких электродвигателей 00BGA10, 00BGA20	0	2	20.0	0.0	0.80	0.80	0.75	0.00	0.00										
7	Сборка мелких электродвигателей 00BGA50	0	1	20.0	0.0	0.80	0.80	0.75	0.00	0.00										
8	Сборка электроснабжения ответственных двигателей ОСН 00BGA70	0	1	50.0	0.0	0.90	0.90	0.48	0.00	0.00										
9	Сборка электроснабжения ответственных двигателей ОСН 00BGA80, 00BGA90	2	0	50.0	100.0	0.90	0.90	0.48	90.00	43.59										
10	Сборка вентиляции и отопления турбинного отделения 00BGB51	0	1	50.0	0.0	0.70	0.80	0.75	0.00	0.00										
11	Сборка вентиляции и отопления ЭТП 00BGB53, 00BGB54	0	2	115.0	0.0	0.70	0.80	0.75	0.00	0.00										
12	Сборка вентиляции и отопления котельного отделения 10BGB52	0	1	55.0	0.0	0.70	0.80	0.75	0.00	0.00										
13	Сборка вентиляции ответственных систем (помещ. АБ) 00BGB59	0	1	10.0	0.0	0.90	0.85	0.62	0.00	0.00										
14	Сборка вентиляции ответственных систем 11BGB52	1	0	10.0	10.0	0.90	0.85	0.62	9.00	5.58										
15	Кран мостовой, опорный, электрический г/п 16/3,2 т	1	0	34.6	34.6	0.35	0.70	1.02	12.11	12.35										
16	Сбока ГПМ 00BGC72	1	0	20.0	20.0	0.35	0.70	1.02	7.00	7.14										
17	ШАОТ блочного трансформатора ГТ Т-91А	0	1	40.0	0.0	0.90	0.90	0.48	0.00	0.00										
18	ШАОТ РТСН Т-60Р3	0	1	20.0	0.0	0.90	0.85	0.62	0.00	0.00										
19	Сборка задвижек типа РТЗО (электрощитовая КУ)	0	1	20.0	0.0	0.20	0.90	0.48	0.00	0.00										
20	Шкаф локальных САУ	2	1	50.0	100.0	0.20	0.90	0.48	20.00	9.69										
21	Сборка задвижек типа РТЗО (электрощитовая КУ)	0	1	20.0	0.0	0.20	0.90	0.48	0.00	0.00										
22	Сборка задвижек типа РТЗО (электрощитовая КУ)	0	2	30.0	0.0	0.20	0.90	0.48	0.00	0.00										

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

№ п/п	Исходные данные: по заданию технологов: Наименование узла питания и групп электроприёмников	Количество ЭП, шт: Раб.	Количество ЭП, шт: Рез.	Номинальная (установленная) мощность, кВт: одного ЭП	Номинальная (установленная) мощность, кВт: общая	справочные данные: Коэффициент использования	Коэффициент реактивной мощности		Расчетные величины		Эффективное число электроприемников	$\frac{Pn\ max}{Pn\ min}$	Расчетный коэффициент нагрузки	Расчетная мощность: активная, кВт $Pp=Kp*SKu*Pн$	реактивная, кВАр Qp=1,1*SKu*Pн*tgφ, при nэ≤10; Qp=SKu*Pн*tgφ, при nэ>10;	полная, кВ·А $Sp=\sqrt{Pp^2+Qp^2}$	Расчетный ток, А	Мощность тр-ра, Sтр-ра, кВ·А	Количество тр-ров, шт	Загрузка трансформатора, %
		n		p_n	$Pн=nxp_n$	Ku	$cos\varphi$	$tg\varphi$	$Pсм$	$Qсм$	$n_э$	m	Kp	Pp	Qp	Sp	Ip	Smp	$n_{тр}$	%
23	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	0	1	20.0	0.0	0.20	0.90	0.48	0.00	0.00										
24	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	0	1	30.0	0.0	0.20	0.90	0.48	0.00	0.00										
25	Воздухонагреватель электрический ВЕНЭ-500-039-03-03-01	1	0	38.3	38.3	0.85	0.90	0.48	32.56	15.77										
26	Воздухонагреватель электрический	0	1	37.8	0.0	0.85	0.90	0.48	0.00	0.00										
27	Воздухонагреватель электрический	1	0	23.4	23.4	0.85	0.85	0.62	19.89	12.33										
28	Воздухонагреватель электрический	1	0	15.8	15.8	0.85	0.85	0.62	13.43	8.32										
29	Воздухонагреватель электрический	1	0	15.8	15.8	0.85	0.85	0.62	13.43	8.32										
30	Воздухонагреватель электрический Канал-ЭКВ-К-315-12	1	0	12.0	12.0	0.85	0.85	0.62	10.20	6.32										
31	Повысительный насос № 2 подачи циркуляционной воды к основным эжекторам ПТУ	1	0	70.0	70.0	0.90	0.88	0.54	63.00	34.00										
32	Установка очистки масла (мобильная)	1	0	48.5	48.5	0.85	0.87	0.57	41.23	23.36										
33	Панель ПЭСПЗ турбинного отделения 00BGB81	0	1	45.0	0.0	0.85	0.80	0.75	0.00	0.00										
34	Панель ПЭСПЗ котельного отделения 00BGB82	1	0	4.5	4.5	0.90	0.80	0.75	4.05	3.04										
35	Шкаф ИБП АСУ ТП №1	0	1	20.0	0.0	0.85	0.82	0.70	0.00	0.00										
36	Шкаф ИБП АСУ ТП №2	1	0	20.0	20.0	0.85	0.82	0.70	17.00	11.87										
37	Шкаф ИБП АСУ ТП №3	0	1	20.0	0.0	0.85	0.82	0.70	0.00	0.00										
38	Шкаф ИБП АСУ ЭТО	1	0	4.0	4.0	0.85	0.80	0.75	3.40	2.55										
39	ВРУ АБК, секция 00BKD10	0	1	230.0	0.0	0.85	0.92	0.43	0.00	0.00										
40	ВРУ АБК, секция 00BKD20	1	0	235.0	235.0	0.85	0.92	0.43	199.75	85.09										
41	Панель ПЭСПЗ АБК 00BKD80	0	1	17.5	0.0	0.85	0.85	0.62	0.00	0.00										
42	Шкаф управления электрообогревом бакового хозяйства	4	0	20.0	80.0	0.75	0.95	0.33	60.00	19.72										
43	Сборка электроснабжения КИТСО 00BGB57	0	1	40.5	0.0	0.90	0.92	0.43	0.00	0.00										
44	Сборка электроснабжения КИТСО 00BGB58	1	0	28.0	28.0	0.90	0.92	0.43	25.20	10.74										
45	УЗП 320 А	1	0	180.0	180.0	0.90	0.90	0.48	162.00	78.46										
46	Рабочее освещение	3	0	80.0	240.0	0.80	0.93	0.40	192.00	75.88										
47	ВРУ центральной проходной, секция 00BKB10	1	0	19.0	19.0	0.85	0.85	0.62	16.15	10.01										
48	ВРУ центральной проходной, секция 00BKB20	0	1	23.0	0.0	0.85	0.85	0.62	0.00	0.00										
49	Панель ПЭСПЗ центральной проходной 00BKB80	1	0	4.0	4.0	0.85	0.90	0.48	3.40	1.65										

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

№ п/п	Исходные данные								Расчетные величины		Эффективное число электроприемников	$\frac{Pn\ max}{Pn\ min}$	Расчетный коэффициент нагрузки	Расчетная мощность			Расчетный ток, А	Мощность тр-ра, Sтр-ра, кВ·А	Количество тр-ров, шт	Загрузка трансформатора, %
	по заданию технологов					справочные данные														
	Наименование узла питания и групп электроприёмников	Количество ЭП, шт		Номинальная (установленная) мощность, кВт		Коэффициент использования	Коэффициент реактивной мощности		$Ки*Pн$, кВт	$Ки*Pн*tg\varphi$, кВАр				активная, кВт $Pp=Kp*SKи*Pн$	реактивная, кВАр Qp=1,1*SKи*Pн*tgφ, при $n_э \leq 10$; Qp=SKи*Pн*tgφ, при $n_э > 10$;	полная, кВ·А $Sp= Pp^2+Qp^2$				
		Раб.	Рез.	одного ЭП	общая															
		n		p_n	$Pн=nxp_n$	$Ки$	$cos\varphi$	$tg\varphi$	$Pсм$	$Qсм$	$n_э$	m	Kp	Pp	Qp	Sp	Ip	Smp	$n_{тр}$	%
50	ВРУ защитного сооружения ГОиЧС, секция 00BKF10	0	1	10.0	0.0	0.75	0.87	0.57	0.00	0.00										
51	ВРУ защитного сооружения ГОиЧС, секция 00BKF20	1	0	15.0	15.0	0.75	0.87	0.57	11.25	6.38										
52	Панель ПЭСПЗ защитного сооружения ГОиЧС 00BKF80	0	1	4.0	0.0	0.75	0.87	0.57	0.00	0.00										
53	Электроснабжение маслосклада (сборка 00BKH10, панель ПЭСПЗ 00BKH80, ЩУ насосами теплового ввода)	1	0	22.0	22.0	0.70	0.85	0.62	15.40	9.54										
54	Блок-модуль пенного пожаротушения, ВРУ	0	1	36.0	0.0	0.75	0.85	0.62	0.00	0.00										
55	ВРУ ЛОС, секция 00BKJ10	0	1	13.0	0.0	0.76	0.86	0.59	0.00	0.00										
56	ВРУ ЛОС, секция 00BKJ20	1	0	17.0	17.0	0.76	0.86	0.59	12.92	7.67										
57	ШУ насосной станции хозяйственно-питьевого водопровода	1	0	10.5	10.5	0.90	0.80	0.75	9.45	7.09										
	Итого на РУСН 0,4 кВ ОСН Б (нормальный режим):	36	32		1404.4	0.78	0.90	0.49	1095.26	537.41	12.0	58.75	1.0	1095.3	537.4	1220.0	1763.0	1600	1	76.3%

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Таблица В.3 – Расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформаторов РУ паровой турбины. РУСН 0,4 кВ ПТ А. Нормальный режим

№ п/п	Исходные данные								Расчетные величины		Эффективное число электроприемников	$\frac{Pn\ max}{Pn\ min}$	Расчетный коэффициент нагрузки	Расчетная мощность			Расчетный ток, А	Мощность тр-ра, Sтр-ра, кВ·А	Количество тр-ров, шт	Загрузка трансформатора, %
	по заданию технологов					справочные данные														
	Наименование узла питания и групп электроприёмников	Количество ЭП, шт		Номинальная (установленная) мощность, кВт		Коэффициент использования	Коэффициент реактивной мощности		$Ku*Pн$, кВт	$Ku*Pн*tg\varphi$, кВАр				активная, кВт $Pp=Kp*SKu*Pн$	реактивная, кВАр Qp=1,1*SKu*Pн*tgφ, при nэ≤10; Qp=SKu*Pн*tgφ, при nэ>10;	полная, кВ·А $Sp=\sqrt{Pp^2+Qp^2}$				
		Раб.	Рез.	одного ЭП	общая															
		n		p_n	$Pн=nxp_n$	Ku	$cos\varphi$	$tg\varphi$	$Pсм$	$Qсм$	$n_э$	m	Kp	Pp	Qp	Sp	Ip	Smp	$n_{тр}$	%
	РУСН 0,4 кВ ПТ А (нормальный режим)																			
1	Насос рециркуляции ГПК	0	1	45.0	0.0	0.90	0.85	0.62	0.00	0.00										
2	Насос бака слива из котла	1	0	11.0	11.0	0.75	0.85	0.62	8.25	5.11										
3	Конденсатный насос №1, №3	2	0	110.0	220.0	0.90	0.88	0.54	198.00	106.87										
4	Резервный масляный насос	1	0	55.0	55.0	0.85	0.85	0.62	46.75	28.97										
5	Привод ВПУ	1	0	22.0	22.0	0.90	0.85	0.62	19.80	12.27										
6	Сборка мелких электродвигателей 10BGA10, 10BGA20	2	0	50.0	100.0	0.90	0.79	0.78	90.00	69.85										
7	Сборка мелких электродвигателей 10BGA30, 10BGA40	0	2	50.0	0.0	0.90	0.79	0.78	0.00	0.00										
8	Сборка мелких электродвигателей КУ 10BGA50, 10BGA60	1	1	50.0	50.0	0.90	0.79	0.78	45.00	34.92										
9	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	0	1	30.0	0.0	0.20	0.90	0.48	0.00	0.00										
10	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	1	2	20.0	20.0	0.20	0.90	0.48	4.00	1.94										
11	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	5	3	30.0	150.0	0.20	0.90	0.48	30.00	14.53										
12	Шкаф КИП	1	1	10.0	10.0	0.85	0.85	0.62	8.50	5.27										
13	ШАОТ блочного трансформатора ПТ Т-91Б	1	0	30.0	30.0	0.90	0.90	0.48	27.00	13.08										
14	Сборка электроснабжения оборудования системы возбуждения ТГ ПТ 10BGB51	1	0	30.0	30.0	0.90	0.90	0.48	27.00	13.08										
15	Сборка электроснабжения ответственных двигателей ПТ 10BGA70	0	1	50.0	0.0	0.90	0.90	0.48	0.00	0.00										
16	Шкаф ЭЧСРиЗ	0	1	8.5	0.0	0.95	0.84	0.65	0.00	0.00										
17	Шкаф АСКВМ	1	0	10.0	10.0	0.95	0.84	0.65	9.50	6.14										
	Итого на РУСН 0,4 кВ ПТ А (нормальный режим):	18	13		708.0	0.73	0.85	0.61	513.80	312.02	13.0	12.94	1.0	513.8	312.0	601.1	868.7	1000	1	60.1%

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Таблица В.4 – Расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформаторов РУ паровой турбины. РУСН 0,4 кВ ПТ Б. Нормальный режим

№ п/п	Наименование узла питания и групп электроприёмников	Исходные данные: по заданию технологов: Количество ЭП, шт: Раб.	Количество ЭП, шт: Рез.	Номинальная (установленная) мощность, кВт: одного ЭП	Номинальная (установленная) мощность, кВт: общая	справочные данные: Коэффициент использования	Коэффициент реактивной мощности		Расчетные величины		Эффективное число электроприемников	$\frac{Pn\ max}{Pn\ min}$	Расчетный коэффициент нагрузки	Расчетная мощность: активная, кВт $Pp=Kp*SKu*Pн$	реактивная, кВАр Qp=1,1*SKu*Pн*tgφ, при $n_э \leq 10$; Qp=SKu*Pн*tgφ, при $n_э > 10$;	полная, кВ·А $Sp= Pp^2+Qp^2$	Расчетный ток, А	Мощность тр-ра, Sтр-ра, кВ·А	Количество тр-ров, шт	Загрузка трансформатора, %
		n		p_n	$Pн=nxp_n$	Ku	$cosφ$	$tgφ$	$Pсм$	$Qсм$	$n_э$	m	Kp	Pp	Qp	Sp	Ip	Smp	$n_{тр}$	%
	РУСН 0,4 кВ ПТ Б (нормальный режим)																			
1	Насос рециркуляции ГПК	1	0	45.0	45.0	0.90	0.85	0.62	40.50	25.10										
2	Насос бака слива из котла	0	1	11.0	0.0	0.75	0.85	0.62	0.00	0.00										
3	Пусковой масляный насос	1	0	160.0	160.0	0.90	0.92	0.43	144.00	61.34										
4	Конденсатный насос №2	1	0	110.0	110.0	0.90	0.88	0.54	99.00	53.43										
5	Воздухоосушительная установка	1	0	12.0	12.0	0.85	0.85	0.62	10.20	6.32										
6	Сборка мелких электродвигателей 10BGA10, 10BGA20	0	2	50.0	0.0	0.90	0.79	0.78	0.00	0.00										
7	Сборка мелких электродвигателей 10BGA30, 10BGA40	2	0	50.0	100.0	0.90	0.79	0.78	90.00	69.85										
8	Сборка мелких электродвигателей КУ 10BGA50, 10BGA60	1	1	50.0	50.0	0.90	0.79	0.78	45.00	34.92										
9	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	1	0	30.0	30.0	0.20	0.90	0.48	6.00	2.91										
10	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	2	1	20.0	40.0	0.20	0.90	0.48	8.00	3.87										
11	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	3	5	30.0	90.0	0.20	0.90	0.48	18.00	8.72										
12	Шкаф КИП	1	1	10.0	10.0	0.85	0.85	0.62	8.50	5.27										
13	ШАОТ блочного трансформатора ПТ Т-91Б	0	1	30.0	0.0	0.90	0.90	0.48	0.00	0.00										
14	Сборка электроснабжения оборудования системы возбуждения ТГ ПТ 10BGB51	0	1	30.0	0.0	0.90	0.90	0.48	0.00	0.00										
15	Сборка электроснабжения ответственных двигателей ПТ 10BGA70	1	0	50.0	50.0	0.90	0.90	0.48	45.00	21.79										
16	Шкаф ЭЧСРиЗ	1	0	8.5	8.5	0.95	0.84	0.65	8.08	5.22										
17	Шкаф АСКВМ	0	1	10.0	0.0	0.95	0.84	0.65	0.00	0.00										
	Итого на РУСН 0,4 кВ ПТ Б (нормальный режим):	16	14		705.5	0.74	0.85	0.63	522.28	298.75	9.0	18.82	1.0	522.3	328.6	617.1	891.7	1000	1	61.7%

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Таблица В.5 – Расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформаторов РУ паровой турбины. РУСН 0,4 кВ ПТ А. Аварийный режим

№ п/п	Исходные данные								Расчетные величины		Эффективное число электроприемников	$\frac{Pn\ max}{Pn\ min}$	Расчетный коэффициент нагрузки	Расчетная мощность			Расчетный ток, А	Мощность тр-ра, Sтр-ра, кВ·А	Количество тр-ров, шт	Загрузка трансформатора, %
	по заданию технологов					справочные данные														
	Наименование узла питания и групп электроприёмников	Количество ЭП, шт		Номинальная (установленная) мощность, кВт		Коэффициент использования	Коэффициент реактивной мощности		$Ku*Pн$, кВт	$Ku*Pн*tg\varphi$, кВАр				активная, кВт $Pp=Kp*SKu*Pн$	реактивная, кВАр Qp=1,1*SKu*Pн*tgφ, при $n_э \leq 10$; Qp=SKu*Pн*tgφ, при $n_э > 10$;	полная, кВ·А $Sp=\sqrt{Pp^2+Qp^2}$				
		Раб.	Рез.	одного ЭП	общая															
		n		p_n	$Pн=nxp_n$	Ku	$cos\varphi$	$tg\varphi$	$Pсм$	$Qсм$	$n_э$	m	Kp	Pp	Qp	Sp	Ip	Smp	$n_{тр}$	%
	РУСН 0,4 кВ ПТ А (аварийный режим отключения секции Б)																			
1	Насос рециркуляции ГПК	1	0	45.0	45.0	0.90	0.85	0.62	40.50	25.10										
2	Насос бака слива из котла	1	0	11.0	11.0	0.75	0.85	0.62	8.25	5.11										
3	Конденсатный насос №1, №3	2	0	110.0	220.0	0.90	0.88	0.54	198.00	106.87										
4	Резервный масляный насос	1	0	55.0	55.0	0.85	0.85	0.62	46.75	28.97										
5	Привод ВПУ	1	0	22.0	22.0	0.90	0.85	0.62	19.80	12.27										
6	Сборка мелких электродвигателей 10BGA10, 10BGA20	2	0	50.0	100.0	0.90	0.79	0.78	90.00	69.85										
7	Сборка мелких электродвигателей 10BGA30, 10BGA40	2	0	50.0	100.0	0.90	0.79	0.78	90.00	69.85										
8	Сборка мелких электродвигателей КУ 10BGA50, 10BGA60	2	0	50.0	100.0	0.90	0.79	0.78	90.00	69.85										
9	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	1	0	30.0	30.0	0.20	0.90	0.48	6.00	2.91										
10	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	3	0	20.0	60.0	0.20	0.90	0.48	12.00	5.81										
11	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	8	0	30.0	240.0	0.20	0.90	0.48	48.00	23.25										
12	Шкаф КИП	2	0	10.0	20.0	0.85	0.85	0.62	17.00	10.54										
13	ШАОТ блочного трансформатора ПТ Т-91Б	1	0	30.0	30.0	0.90	0.90	0.48	27.00	13.08										
14	Сборка электроснабжения оборудования системы возбуждения ТГ ПТ 10BGB51	1	0	30.0	30.0	0.90	0.90	0.48	27.00	13.08										
15	Сборка электроснабжения ответственных двигателей ПТ 10BGA70	1	0	50.0	50.0	0.90	0.90	0.48	45.00	21.79										
16	Шкаф ЭЧСРиЗ	1	0	8.5	8.5	0.95	0.84	0.65	8.08	5.22										
17	Шкаф АСКВМ	1	0	10.0	10.0	0.95	0.84	0.65	9.50	6.14										
	Итого на РУСН 0,4 кВ ПТ А (аварийный режим):	31	0		1131.5	0.69	0.85	0.63	782.88	489.67	21.0	12.94	1.0	782.9	489.7	923.4	1334.4	1000	1	92.3%

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Таблица В.6 – Расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформаторов РУ паровой турбины. РУСН 0,4 кВ ПТ Б. Аварийный режим

№ п/п	Наименование узла питания и групп электроприёмников	Исходные данные: по заданию технологов: Количество ЭП, шт: Раб.	Количество ЭП, шт: Рез.	Номинальная (установленная) мощность, кВт: одного ЭП	Номинальная (установленная) мощность, кВт: общая	Исходные данные: справочные данные: Коэффициент использования	Коэффициент реактивной мощности		Расчетные величины		Эффективное число электроприемников	$\frac{Pn\ max}{Pn\ min}$	Расчетный коэффициент нагрузки	Расчетная мощность: активная, кВт $Pp=Kp*SKu*Pн$	Расчетная мощность: реактивная, кВАр Qp=1,1*SKи*Pн*tgφ, при $n_э \leq 10$; Qp=SKи*Pн*tgφ, при $n_э > 10$;	Расчетная мощность: полная, кВ·А $Sp= Pp^2+Qp^2$	Расчетный ток, А	Мощность тр-ра, Sтр-ра, кВ·А	Количество тр-ров, шт	Загрузка трансформатора, %
		n		p_n	$Pн=nxp_n$	Ku	$cosφ$	$tgφ$	$Pсм$	$Qсм$	$n_э$	m	Kp	Pp	Qp	Sp	Ip	Smp	$n_{тр}$	%
	РУСН 0,4 кВ ПТ Б (аварийный режим отключения секции Б)																			
1	Насос рециркуляции ГПК	1	0	45.0	45.0	0.90	0.85	0.62	40.50	25.10										
2	Насос бака слива из котла	1	0	11.0	11.0	0.75	0.85	0.62	8.25	5.11										
3	Пусковой масляный насос	1	0	160.0	160.0	0.90	0.92	0.43	144.00	61.34										
4	Конденсатный насос №2	1	0	110.0	110.0	0.90	0.88	0.54	99.00	53.43										
5	Воздухоосушительная установка	1	0	12.0	12.0	0.85	0.85	0.62	10.20	6.32										
6	Сборка мелких электродвигателей 10BGA10, 10BGA20	2	0	50.0	100.0	0.90	0.79	0.78	90.00	69.85										
7	Сборка мелких электродвигателей 10BGA30, 10BGA40	2	0	50.0	100.0	0.90	0.79	0.78	90.00	69.85										
8	Сборка мелких электродвигателей КУ 10BGA50, 10BGA60	2	0	50.0	100.0	0.90	0.79	0.78	90.00	69.85										
9	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	1	0	30.0	30.0	0.20	0.90	0.48	6.00	2.91										
10	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	3	0	20.0	60.0	0.20	0.90	0.48	12.00	5.81										
11	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	8	0	30.0	240.0	0.20	0.90	0.48	48.00	23.25										
12	Шкаф КИП	2	0	10.0	20.0	0.85	0.85	0.62	17.00	10.54										
13	ШАОТ блочного трансформатора ПТ Т-91Б	1	0	30.0	30.0	0.90	0.90	0.48	27.00	13.08										
14	Сборка электроснабжения оборудования системы возбуждения ТГ ПТ 10BGB51	1	0	30.0	30.0	0.90	0.90	0.48	27.00	13.08										
15	Сборка электроснабжения ответственных двигателей ПТ 10BGA70	1	0	50.0	50.0	0.90	0.90	0.48	45.00	21.79										
16	Шкаф ЭЧСРиЗ	1	0	8.5	8.5	0.95	0.84	0.65	8.08	5.22										
17	Шкаф АСКВМ	1	0	10.0	10.0	0.95	0.84	0.65	9.50	6.14										
	Итого на РУСН 0,4 кВ ПТ Б (аварийный режим):	30	0		1116.5	0.69	0.86	0.60	771.53	462.66	14.0	18.82	1.0	771.5	462.7	899.6	1300.0	1000	1	90.0%

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Таблица В.7 – Расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформаторов РУ газовой турбины. РУСН 0,4 кВ ГТ А. Нормальный режим

№ п/п	Наименование узла питания и групп электроприёмников	Исходные данные: по заданию технологов: Количество ЭП, шт: Раб.	Рез.	Номинальная (установленная) мощность, кВт: одного ЭП	общая	справочные данные: Коэффициент использования	Коэффициент реактивной мощности		Расчетные величины		Эффективное число электроприемников	$\frac{Pn}{max}$ / $Pn\ min$	Расчетный коэффициент нагрузки	Расчетная мощность: активная, кВт $Pp=Kp*SKu*Pн$	реактивная, кВАр Qp=1,1*SKu*Pн*tgφ, при nэ≤10; Qp=SKu*Pн*tgφ, при nэ>10;	полная, кВ·А Sp= Pp^2+Qp^2	Расчетный ток, А	Мощность тр-ра, Sтр-ра, кВ·А	Количество тр-ров, шт	Загрузка трансформатора, %
		n		p_n	$Pн=nxp_n$	Ku	$cosφ$	$tgφ$	$Pсм$	$Qсм$	$n_э$	m	Kp	Pp	Qp	Sp	Ip	Smp	$n_{тр}$	%
	РУСН 0,4 кВ ГТ А (нормальный режим)																			
1	Главный насос масла смазки	1	0	37.0	37.0	0.90	0.85	0.62	33.30	20.64										
2	Сборка мелких электродвигателей 11BGA10, 11BGA20	2	0	50.0	100.0	0.80	0.80	0.75	80.00	60.00										
3	Сборка мелких электродвигателей 11BGA30, 11BGA40	0	2	50.0	0.0	0.80	0.80	0.75	0.00	0.00										
4	Сборка электроснабжения ответственных двигателей ГТ 11BGA50, 11BGA60	1	1	50.0	50.0	0.90	0.90	0.48	45.00	21.79										
5	Сборка электроснабжения оборудования системы возбуждения ТГ ГТ 11BGB51	0	1	30.0	0.0	0.90	0.90	0.48	0.00	0.00										
6	Сборка мелких электродвигателей 00BGA10, 00BGA20	2	0	20.0	40.0	0.80	0.80	0.75	32.00	24.00										
7	Сборка мелких электродвигателей 00BGA50	1	0	20.0	20.0	0.80	0.80	0.75	16.00	12.00										
8	Сборка вентиляции и отопления турбинного отделения 00BGB51	1	0	50.0	50.0	0.60	0.85	0.62	30.00	18.59										
9	Сборка вентиляции и отопления ЭТП 00BGB53, 00BGB54	2	0	115.0	230.0	0.60	0.90	0.48	138.00	66.84										
10	Сборка вентиляции и отопления котельного отделения 10BGB52	1	0	55.0	55.0	0.60	0.85	0.62	33.00	20.45										
11	ШАОТ блочного трансформатора ГТ Т-91А	1	0	40.0	40.0	0.90	0.90	0.48	36.00	17.44										
12	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	1	0	30.0	30.0	0.20	0.90	0.48	6.00	2.91										
13	Сборка задвижек типа РТЗО (электрощитовая КУ)	1	0	20.0	20.0	0.20	0.90	0.48	4.00	1.94										
14	Сборка задвижек типа РТЗО (электрощитовая КУ)	2	0	30.0	60.0	0.20	0.90	0.48	12.00	5.81										
15	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	1	2	20.0	20.0	0.20	0.90	0.48	4.00	1.94										
16	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	5	4	30.0	150.0	0.20	0.90	0.48	30.00	14.53										
17	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	1	0	20.0	20.0	0.20	0.90	0.48	4.00	1.94										
18	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	1	0	30.0	30.0	0.20	0.90	0.48	6.00	2.91										
19	Шкаф КИП	1	1	10.0	10.0	0.85	0.85	0.62	8.50	5.27										
20	Шкаф ЭЧСРиЗ	1	0	8.5	8.5	0.95	0.84	0.65	8.08	5.22										
21	Шкаф АСКВМ	0	1	10.0	0.0	0.95	0.84	0.65	0.00	0.00										
	Итого на РУСН 0,4 кВ ГТ А (нормальный режим):	26	12		970.5	0.54	0.87	0.58	525.88	304.20	17.0	74.00	1.0	525.9	304.2	607.5	877.9	1000	1	60.8%

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Таблица В.8 – Расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформаторов РУ газовой турбины. РУСН 0,4 кВ ГТ Б. Нормальный режим

№ п/п	Исходные данные: по заданию технологов: Наименование узла питания и групп электроприёмников	Количество ЭП, шт: Раб.	Количество ЭП, шт: Рез.	Номинальная (установленная) мощность, кВт: одного ЭП	Номинальная (установленная) мощность, кВт: общая	Коэффициент использования (справочные данные)	Коэффициент реактивной мощности (справочные данные)		Расчетные величины		Эффективное число электроприемников	$\frac{Pn}{max}$ / $Pn\ min$	Расчетный коэффициент нагрузки	Расчетная мощность: активная, кВт $Pp=Kp*SKu*Pн$	Расчетная мощность: реактивная, кВАр $Qp=1,1*SKu*Pн*tg\varphi$, при $n_э \le 10$; $Qp=SKu*Pн*tg\varphi$, при $n_э>10$;	Расчетная мощность: полная, кВ·А $Sp=\sqrt{Pp^2+Qp^2}$	Расчетный ток, А	Мощность тр-ра, Sтр-ра, кВ·А	Количество тр-ров, шт	Загрузка трансформатора, %
		n		p_n	$Pн=nxp_n$	Ku	$cos\varphi$	$tg\varphi$	$Pсм$	$Qсм$	$n_э$	m	Kp	Pp	Qp	Sp	Ip	Smp	$n_{тр}$	%
	РУСН 0,4 кВ ГТ Б (нормальный режим)																			
1	Вспомогательный насос масла смазки	1	0	37.0	37.0	0.75	0.85	0.62	27.75	17.20										
2	Насос масла гидроподъема	1	0	30.0	30.0	0.75	0.85	0.62	22.50	13.94										
3	Сборка мелких электродвигателей 11BGA10, 11BGA20	0	2	50.0	0.0	0.80	0.80	0.75	0.00	0.00										
4	Сборка мелких электродвигателей 11BGA30, 11BGA40	2	0	50.0	100.0	0.80	0.80	0.75	80.00	60.00										
5	Сборка электроснабжения ответственных двигателей ГТ 11BGA50, 11BGA60	1	1	50.0	50.0	0.90	0.90	0.48	45.00	21.79										
6	Сборка электроснабжения оборудования системы возбуждения ТГ ГТ 11BGB51	1	0	30.0	30.0	0.90	0.90	0.48	27.00	13.08										
7	Сборка мелких электродвигателей 00BGA30, 00BGA40	2	0	20.0	40.0	0.80	0.80	0.75	32.00	24.00										
8	Сборка мелких электродвигателей 00BGA60	1	0	20.0	20.0	0.80	0.80	0.75	16.00	12.00										
9	Сборка вентиляции и отопления турбинного отделения 00BGB52	1	0	50.0	50.0	0.60	0.85	0.62	30.00	18.59										
10	Сборка вентиляции и отопления ЭТП 00BGB55, 00BGB56	2	0	115.0	230.0	0.60	0.90	0.48	138.00	66.84										
11	Сборка вентиляции и отопления котельного отделения 10BGB53	1	0	55.0	55.0	0.60	0.85	0.62	33.00	20.45										
12	ШАОТ трансформатора собственных нужд ТСН-61	1	0	20.0	20.0	0.90	0.85	0.62	18.00	11.16										
13	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	0	1	30.0	0.0	0.20	0.90	0.48	0.00	0.00										
14	Сборка задвижек типа РТЗО (электрощитовая КУ)	3	0	30.0	90.0	0.20	0.90	0.48	18.00	8.72										
15	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	2	1	20.0	40.0	0.20	0.90	0.48	8.00	3.87										
16	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	4	5	30.0	120.0	0.20	0.90	0.48	24.00	11.62										
17	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	2	0	20.0	40.0	0.20	0.90	0.48	8.00	3.87										
18	Шкаф КИП	1	1	10.0	10.0	0.85	0.85	0.62	8.50	5.27										
19	Шкаф ЭЧСРиЗ	0	1	8.5	0.0	0.95	0.84	0.65	0.00	0.00										
20	Шкаф АСКВМ	1	0	10.0	10.0	0.95	0.84	0.65	9.50	6.14										
	Итого на РУСН 0,4 кВ ГТ Б (нормальный режим):	27	12		972.0	0.56	0.86	0.58	545.25	318.54	17.0	74.00	1.0	545.3	318.5	631.5	912.5	1000	1	63.1%

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Таблица В.9 – Расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформаторов РУ газовой турбины. РУСН 0,4 кВ ГТ А. Аварийный режим

№ п/п	Исходные данные: по заданию технологов: Наименование узла питания и групп электроприёмников	Количество ЭП, шт: Раб.	Количество ЭП, шт: Рез.	Номинальная (установленная) мощность, кВт: одного ЭП	Номинальная (установленная) мощность, кВт: общая	Коэффициент использования (справочные данные)	Коэффициент реактивной мощности (справочные данные)		Расчетные величины: $Ku*P_н$, кВт	Расчетные величины: $Ku*P_н*tg\varphi$, кВАр	Эффективное число электроприемников	$\frac{Pn}{max}$ / $Pn\ min$	Расчетный коэффициент нагрузки	Расчетная мощность: активная, кВт $Pp=Kp*SKu*P_н$	Расчетная мощность: реактивная, кВАр $Qp=1,1*SKu*P_н*tg\varphi$, при $n_э \le 10$; $Qp=SKu*P_н*tg\varphi$, при $n_э>10$;	Расчетная мощность: полная, кВ·А $Sp=\sqrt{Pp^2+Qp^2}$	Расчетный ток, А	Мощность тр-ра, Sтр-ра, кВ·А	Количество тр-ров, шт	Загрузка трансформатора, %
		n		p_n	$P_н=nxp_n$	Ku	$cos\varphi$	$tg\varphi$	$Pсм$	$Qсм$	$n_э$	m	Kp	Pp	Qp	Sp	Ip	Smp	$n_{тр}$	%
	РУСН 0,4 кВ ГТ А (аварийный режим отключения секции Б)																			
1	Главный насос масла смазки	1	0	37.0	37.0	0.90	0.85	0.62	33.30	20.64										
2	Сборка мелких электродвигателей 11BGA10, 11BGA20	2	0	50.0	100.0	0.80	0.80	0.75	80.00	60.00										
3	Сборка мелких электродвигателей 11BGA30, 11BGA40	2	0	50.0	100.0	0.80	0.80	0.75	80.00	60.00										
4	Сборка электроснабжения ответственных двигателей ГТ 11BGA50, 11BGA60	2	0	50.0	100.0	0.90	0.90	0.48	90.00	43.59										
5	Сборка электроснабжения оборудования системы возбуждения ТГ ГТ 11BGB51	1	0	30.0	30.0	0.90	0.90	0.48	27.00	13.08										
6	Сборка мелких электродвигателей 00BGA10, 00BGA20	2	0	20.0	40.0	0.80	0.80	0.75	32.00	24.00										
7	Сборка мелких электродвигателей 00BGA50	1	0	20.0	20.0	0.80	0.80	0.75	16.00	12.00										
8	Сборка вентиляции и отопления турбинного отделения 00BGB51	1	0	50.0	50.0	0.60	0.85	0.62	30.00	18.59										
9	Сборка вентиляции и отопления ЭТП 00BGB53, 00BGB54	2	0	115.0	230.0	0.60	0.90	0.48	138.00	66.84										
10	Сборка вентиляции и отопления котельного отделения 10BGB52	1	0	55.0	55.0	0.60	0.85	0.62	33.00	20.45										
11	ШАОТ блочного трансформатора ГТ Т-91А	1	0	40.0	40.0	0.90	0.90	0.48	36.00	17.44										
12	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	1	0	30.0	30.0	0.20	0.90	0.48	6.00	2.91										
13	Сборка задвижек типа РТЗО (электрощитовая КУ)	1	0	20.0	20.0	0.20	0.90	0.48	4.00	1.94										
14	Сборка задвижек типа РТЗО (электрощитовая КУ)	2	0	30.0	60.0	0.20	0.90	0.48	12.00	5.81										
15	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	3	0	20.0	60.0	0.20	0.90	0.48	12.00	5.81										
16	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	9	0	30.0	270.0	0.20	0.90	0.48	54.00	26.15										
17	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	1	0	20.0	20.0	0.20	0.90	0.48	4.00	1.94										
18	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	1	0	30.0	30.0	0.20	0.90	0.48	6.00	2.91										
19	Шкаф КИП	2	0	10.0	20.0	0.85	0.85	0.62	17.00	10.54										
20	Шкаф ЭЧСРиЗ	1	0	8.5	8.5	0.95	0.84	0.65	8.08	5.22										
21	Шкаф АСКВМ	1	0	10.0	10.0	0.95	0.84	0.65	9.50	6.14										
	Итого на РУСН 0,4 кВ ГТ А (аварийный режим):	38	0		1330.5	0.55	0.86	0.59	727.88	425.97	23.0	74.00	1.0	727.9	426.0	843.4	1218.7	1000	1	84.3%

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Таблица В.10 – Расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформаторов РУ газовой турбины. РУСН 0,4 кВ ГТ Б. Аварийный режим

№ п/п	Исходные данные								Расчетные величины		Эффективное число электроприемников	$\frac{Pn}{max}$ $Pn\ min$	Расчетный коэффициент нагрузки	Расчетная мощность			Расчетный ток, А	Мощность тр-ра, Sтр-ра, кВ·А	Количество тр-ров, шт	Загрузка трансформатора, %
	по заданию технологов					справочные данные														
	Наименование узла питания и групп электроприёмников	Количество ЭП, шт		Номинальная (установленная) мощность, кВт		Коэффициент использования	Коэффициент реактивной мощности		$Ku*Pн$, кВт	$Ku*Pн*tg\varphi$, кВАр				активная, кВт $Pp=Kp*SKu*Pн$	реактивная, кВАр Qp=1,1*SKu*Pн*tgφ, при $n_э \leq 10$; Qp=SKu*Pн*tgφ, при $n_э > 10$;	полная, кВ·А $Sp=\sqrt{Pp^2+Qp^2}$				
		Раб.	Рез.	одного ЭП	общая															
		n		p_n	$Pн=nxp_n$	Ku	$cos\varphi$	$tg\varphi$	$Pсм$	$Qсм$	$n_э$	m	Kp	Pp	Qp	Sp	Ip	Smp	$n_{тр}$	%
	РУСН 0,4 кВ ГТ Б (аварийный режим отключения секции А)																			
1	Вспомогательный насос масла смазки	1	0	37.0	37.0	0.75	0.85	0.62	27.75	17.20										
2	Насос масла гидроподъема	1	0	30.0	30.0	0.75	0.85	0.62	22.50	13.94										
3	Сборка мелких электродвигателей 11BGA10, 11BGA20	2	0	50.0	100.0	0.80	0.80	0.75	80.00	60.00										
4	Сборка мелких электродвигателей 11BGA30, 11BGA40	2	0	50.0	100.0	0.80	0.80	0.75	80.00	60.00										
5	Сборка электроснабжения ответственных двигателей ГТ 11BGA50, 11BGA60	2	0	50.0	100.0	0.90	0.90	0.48	90.00	43.59										
6	Сборка электроснабжения оборудования системы возбуждения ТГ ГТ 11BGB51	1	0	30.0	30.0	0.90	0.90	0.48	27.00	13.08										
7	Сборка мелких электродвигателей 00BGA30, 00BGA40	2	0	20.0	40.0	0.80	0.80	0.75	32.00	24.00										
8	Сборка мелких электродвигателей 00BGA60	1	0	20.0	20.0	0.80	0.80	0.75	16.00	12.00										
9	Сборка вентиляции и отопления турбинного отделения 00BGB52	1	0	50.0	50.0	0.60	0.85	0.62	30.00	18.59										
10	Сборка вентиляции и отопления ЭТП 00BGB55, 00BGB56	2	0	115.0	230.0	0.60	0.90	0.48	138.00	66.84										
11	Сборка вентиляции и отопления котельного отделения 10BGB53	1	0	55.0	55.0	0.60	0.85	0.62	33.00	20.45										
12	ШАОТ трансформатора собственных нужд ТСН-61	1	0	20.0	20.0	0.90	0.85	0.62	18.00	11.16										
13	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	1	0	30.0	30.0	0.20	0.90	0.48	6.00	2.91										
14	Сборка задвижек типа РТЗО (электрощитовая КУ)	3	0	30.0	90.0	0.20	0.90	0.48	18.00	8.72										
15	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	3	0	20.0	60.0	0.20	0.90	0.48	12.00	5.81										
16	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	9	0	30.0	270.0	0.20	0.90	0.48	54.00	26.15										
17	Сборка задвижек типа РТЗО (РЩ КИП)	2	0	20.0	40.0	0.20	0.90	0.48	8.00	3.87										
18	Шкаф КИП	2	0	10.0	20.0	0.85	0.85	0.62	17.00	10.54										
19	Шкаф ЭЧСРиЗ	1	0	8.5	8.5	0.95	0.84	0.65	8.08	5.22										
20	Шкаф АСКВМ	1	0	10.0	10.0	0.95	0.84	0.65	9.50	6.14										
	Итого на РУСН 0,4 кВ ГТ Б (аварийный режим):	39	0		1340.5	0.54	0.86	0.59	726.83	430.20	23.0	74.00	1.0	726.8	430.2	844.6	1220.5	1000	1	84.5%

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Таблица В.11 – Расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформаторов РУ термообработки. РУСН 0,4 кВ ТО. Нормальный режим

№ п/п	Исходные данные								Расчетные величины		Эффективное число электроприемников	$\frac{Pn}{max}$ $Pn\ min$	Расчетный коэффициент нагрузки	Расчетная мощность			Расчетный ток, А	Мощность тр-ра, Sтр-ра, кВ·А	Количество тр-ров, шт	Загрузка трансформатора, %
	по заданию технологов					справочные данные														
	Наименование узла питания и групп электроприёмников	Количество ЭП, шт		Номинальная (установленная) мощность, кВт		Коэффициент использования	Коэффициент реактивной мощности		$Ku*Pн$, кВт	$Ku*Pн*tg\varphi$, кВАр				активная, кВт $Pp=Kp*SKu*Pн$	реактивная, кВАр Qp=1,1*SKu*Pн*tgφ, при $n_э \leq 10$; Qp=SKu*Pн*tgφ, при $n_э > 10$;	полная, кВ·А $Sp=\sqrt{Pp^2+Qp^2}$				
		Раб.	Рез.	одного ЭП	общая															
		n		p_n	$Pн=nxp_n$	Ku	$cos\varphi$	$tg\varphi$	$Pсм$	$Qсм$	$n_э$	m	Kp	Pp	Qp	Sp	Ip	Smp	$n_{тр}$	%
	РУСН 0,4 кВ ТО (нормальный режим)																			
1	Сварочная сеть	1	0	300.0	300.0	0.20	0.80	0.75	60.00	45.00										
2	Сеть термообработки	1	0	300.0	300.0	0.20	0.80	0.75	60.00	45.00										
3	Испытательная сеть	1	0	200.0	200.0	0.20	0.80	0.75	40.00	30.00										
	Итого на РУСН 0,4 кВ ТО (нормальный режим):	3	0		800	0.20	0.77	0.83	160.00	120.00	3.0	1.50	2.3	369.6	304.9	479.1	692.4	1000	1	47.9%

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Таблица В.12 – Расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформаторов РУ в здании циркнасосной. РУСН 0,4 кВ ЦН. Аварийный режим

№ п/п	Исходные данные								Расчетные величины		Эффективное число электроприемников	$\frac{Pn}{max}$ $Pn\ min$	Расчетный коэффициент нагрузки	Расчетная мощность			Расчетный ток, А	Мощность тр-ра, Sтр-ра, кВ·А	Количество тр-ров, шт	Загрузка трансформатора, %
	по заданию технологов					справочные данные														
	Наименование узла питания и групп электроприёмников	Количество ЭП, шт		Номинальная (установленная) мощность, кВт		Коэффициент использования	Коэффициент реактивной мощности		$Ku*P_н$, кВт	$Ku*P_н*tg\varphi$, кВАр				активная, кВт $Pp=Kp*SKu*P_н$	реактивная, кВАр Qp=1,1*SKu*Pн*tgφ, при $n_э \leq 10$; Qp=SKu*Pн*tgφ, при $n_э > 10$;	полная, кВ·А $Sp=\sqrt{Pp^2+Qp^2}$				
		Раб.	Рез.	одного ЭП	общая															
		n		p_n	$P_н=nxp_n$	Ku	$cos\varphi$	$tg\varphi$	$Pсм$	$Qсм$	$n_э$	m	Kp	Pp	Qp	Sp	Ip	Smp	$n_{тр}$	%
	РУСН 0,4 кВ ЦН (аварийный режим отключения одного из трансформаторов)																			
1	Насос откачки из дренажного приямка циркнасосной	1	1	15.0	15.0	0.75	0.85	0.62	11.25	6.97										
2	Кран мостовой, опорный, электрический г/п 12/3,2 т	1	0	22.6	22.6	0.35	0.70	1.02	7.91	8.07										
3	Сборка задвижек типа РТЗО	3	0	30.0	90.0	0.20	0.90	0.48	18.00	8.72										
4	Сборка задвижек типа РТЗО	4	0	20.0	80.0	0.20	0.90	0.48	16.00	7.75										
5	Сборка мелких электродвигателей ЦН 10BGE51	1	0	10.0	10.0	0.81	0.75	0.88	8.10	7.14										
6	Сборка ОВиК ЦН 10BGE50	1	0	130.0	130.0	0.85	0.89	0.51	110.50	56.61										
7	Сборка ОВиК пом. РУСН 0,4 кВ, РЩ 00BGE50	1	0	80.0	80.0	0.86	0.86	0.59	68.80	40.82										
8	Сборка электроснабжения потребителей пожарной насосной 00BKE50	1	0	42.0	42.0	0.80	0.74	0.91	33.60	30.54										
9	Насос пожарный	2	1	132.0	264.0	0.90	0.92	0.43	237.60	101.22										
10	Жокей-насос	1	0	18.5	18.5	0.90	0.85	0.62	16.65	10.32										
11	Тепловой пункт	1	0	10.0	10.0	0.85	0.85	0.62	8.50	5.27										
12	Шкаф рабочего освещения 00URD11GP301	1	0	4.5	4.5	0.80	0.93	0.40	3.60	1.42										
13	Шкаф аварийного освещения 00URD11GP101	1	0	1.5	1.5	1.00	0.93	0.40	1.50	0.59										
14	Шкаф аварийного эвакуационного освещения 00URD11GP201	1	0	2.0	2.0	1.00	0.93	0.40	2.00	0.79										
15	Сварочная сеть	3	0	25.0	75.0	0.20	0.80	0.75	15.00	11.25										
16	Шкаф управления противопожарными клапанами	2	0	5.0	10.0	0.20	0.90	0.48	2.00	0.97										
17	ВРУ камеры отключающей арматуры 10BGE10	1	0	40.0	40.0	0.85	0.85	0.62	34.00	21.07										
18	Панель ПЭСПЗ камеры отключающей арматуры 10BGE80	1	0	10.0	10.0	0.90	0.88	0.54	9.00	4.86										
19	Светоограждение градирни, основная группа 00URA11GP301	1	0	2.0	2.0	1.00	0.93	0.40	2.00	0.79										
20	Светоограждение градирни, резервная группа 00URA11GP302	1	0	2.0	2.0	1.00	0.93	0.40	2.00	0.79										
	Итого на РУСН 0,4 кВ ЦН (аварийный режим):	29	2		909.1	0.67	0.88	0.54	608.01	325.97	14.0	88.00	1.0	608.0	326.0	689.9	996.9	1000	1	69.0%

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Таблица В.13 – Расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформаторов РУ дожимной компрессорной станции. РУСН 0,4 кВ ДКС. Аварийный режим

№ п/п	Исходные данные								Расчетные величины		Эффективное число электроприемников	$\frac{Pn}{max}$ $Pn\ min$	Расчетный коэффициент нагрузки	Расчетная мощность			Расчетный ток, А	Мощность тр-ра, Sтр-ра, кВ·А	Количество тр-ров, шт	Загрузка трансформатора, %
	по заданию технологов					справочные данные														
	Наименование узла питания и групп электроприёмников	Количество ЭП, шт		Номинальная (установленная) мощность, кВт		Коэффициент использования	Коэффициент реактивной мощности		$Ku*Pн$, кВт	$Ku*Pн*tg\varphi$, кВАр				активная, кВт $Pp=Kp*SKu*Pн$	реактивная, кВАр Qp=1,1*SKu*Pн*tgφ, при $n_э \leq 10$; Qp=SKu*Pн*tgφ, при $n_э > 10$;	полная, кВ·А $Sp=\sqrt{Pp^2+Qp^2}$				
		Раб.	Рез.	одного ЭП	общая															
		n		p_n	$Pн=nxp_n$	Ku	$cos\varphi$	$tg\varphi$	$Pсм$	$Qсм$	$n_э$	m	Kp	Pp	Qp	Sp	Ip	Smp	$n_{тр}$	%
	РУСН 0,4 кВ ДКС (аварийный режим отключения одного из трансформаторов)																			
1	Силовая сборка электрощитовой 00ВКС51	1	0	50.0	50.0	0.85	0.88	0.54	42.50	22.94										
2	Силовая сборка электрощитовой 00ВКС52	1	0	50.0	50.0	0.85	0.88	0.54	42.50	22.94										
3	Силовая сборка ДКУ №1 00ВКС61	1	0	40.0	40.0	0.85	0.85	0.62	34.00	21.07										
4	Силовая сборка ДКУ №2 00ВКС62	1	0	40.0	40.0	0.85	0.85	0.62	34.00	21.07										
5	Силовая сборка ДКУ №3 00ВКС63	1	0	40.0	40.0	0.85	0.85	0.62	34.00	21.07										
6	Силовая сборка ППГ 00ВКС71	1	0	40.0	40.0	0.85	0.85	0.62	34.00	21.07										
7	Силовая сборка генераторной азота и компрессорной воздуха 00ВКС72	1	0	40.0	40.0	0.85	0.85	0.62	34.00	21.07										
8	Панель ПЭСПЗ 00ВКС80	1	0	20.0	20.0	0.85	0.85	0.62	17.00	10.54										
9	Силовая сборка БОА 00ВКС73	1	0	20.0	20.0	0.85	0.88	0.54	17.00	9.18										
10	Щит силовой компрессорной 00BKL51	1	0	220.0	220.0	0.85	0.80	0.75	187.00	140.25										
11	Щит силовой компрессорной 00BKL52	1	0	220.0	220.0	0.85	0.80	0.75	187.00	140.25										
12	ВРУ здания фильтров исходной воды	1	0	40.0	40.0	0.85	0.85	0.62	34.00	21.07										
13	Панель ПЭСПЗ здания фильтров исходной воды	1	0	10.0	10.0	0.85	0.87	0.57	8.50	4.82										
	Итого на РУСН 0,4 кВ ДКС (аварийный режим):	13	0		830.0	0.85	0.80	0.74	705.50	477.33	8.0	22.00	1.0	705.5	525.1	879.4	1270.9	1000	1	87.9%

Приложение Г
Выбор аккумуляторной батареи, УТСП, УЗП

Г.1 Выбор АБ

В соответствии с п. 8.49 ВНТП-81 батарея выбирается на расчетную длительность питания нагрузки – 30 мин.

Ёмкость батареи рассчитывается с учетом нагрузки аварийного режима и толчкового тока в конце разряда, а также с учетом наличия стабилизатора.

Для батареи принимаем 104 рабочих элемента.

Перечень нагрузок потребителей постоянного тока приведен в таблице Г.1.1.

Таблица Г.1.1 – Перечень нагрузок потребителей постоянного тока

№ п/п	Наименование потребителей	Количество, шт	Номинальная мощность, кВт	Номинальный ток, А	Расчетный ток длительного режима, А	Пусковой ток, А	Расчетная нагрузка, А		
							Аварийный режим до 30 мин	Наибольший пусковой ток	Толчковый ток на 29 мин
		n	Рн	Iн	Iрасч	Iп	Iав	Iпуск	Iт1
1	Постоянная нагрузка (АСУ ТП, РЗиА, сигнализация, блокировка, управление)	1	12	60	60	-	60	60	60
2	Сборка аварийного освещения	1	30	130	130	-	130	130	130
3	Аварийный масляный насос смазки ГТ	1	5	25	25	100	25	100	25
4	Аварийный масляный насос смазки ПТ	1	20	105	105	420	105	420	105
5	Шкаф ИБП АСУ ТП	3	20	90	90	-	270	270	270
6	Шкаф ИБП АСУ ЭТО	1	4	20	20	-	20	20	20
7	Толчковый ток в конце разряда (отключение выключателей)	1	-	50	50	-	-	-	50
	Итого:						610	1000	660

Расчет выполняется по СТО РусГидро 02.02.105-2022. (Гидроэлектростанции. Системы оперативного постоянного тока. Технические требования, типовые технические решения).

Ёмкость батареи рассчитывается с учетом нагрузки аварийного режима и толчкового тока в конце разряда, а также коэффициента 1.25, учитывающего старение АБ в соответствии с требованием п. 2.3.3.1 ГОСТ 26881-86.

С учётом включения в цепь питания стабилизатора (коэффициент 1.25) ток разряда в течении 30 минут с учетом старения составит:

Iр = Iав · 1,25 · 1,25 = 610 · 1,25 · 1,25 = 953 А.

Толчковый ток длительностью 1 с незадолго до конца 30-минутного интервала:

Iт = Iт1 · 1,25 · 1,25 = 660 · 1,25 · 1,25 = 1030 А.

Расчет (шаг 1) выполняем для батареи GroE с пластинами 100 А·ч, пользуясь номограммой на рисунке Г.1.1 «Траектория» движения по номограмме изображена зеленым цветом.

В соответствии с условиями работы устройства стабилизатора напряжение на входе устройства должно быть не менее 175 В. Таким образом, минимально допустимое напряжение на элементе АБ (при 104 рабочих элементах) составит 1,69 В.

Для выбора аккумуляторной батареи принимаем минимально допустимое напряжение на элементе 1,75 В.

Отмечаем уровень минимально допустимого напряжения 1,75 В (верхняя красная линия).

Пересечение кривой 30-минутного разряда (зелёная кривая, точка 1) и линии минимально допустимого напряжения 1,75 на элемент (красная линия) соответствует току пластины 90 А и снимаемой ёмкости с пластины в течении 30 минут равной 45 А·ч (пунктирные линии).

На основании таблицы Г.1.1 определяем, что за 30 минут разряда с аккумуляторной батареи снимается ёмкость Iр · 0,5 = 953 · 0,5 = 477 А·ч.

Таким образом, определяем количество пластин АБ n = 477 / 45 = 10,6 = 11 пластин, что соответствует аккумуляторной батарее типа 11 GroE 1100. Для аккумуляторной батареи 11 GroE 1100 при толчке тока 1030 А ток на пластину составит 94 А. Проводим из точки 1 линию до пересечения с кривой тока на пластину 94 А – точка 2. При этом напряжение на элементе аккумуляторной батареи опускается ниже установленного уровня 1,75 В.

Продолжаем выбор с использованием рисунка Г.1.2 (шаг 2). Отмечаем уровень минимально допустимого напряжения 1,75 В (красная линия). Примем ток на пластину равным 80 А. Найдем точку пересечения 30-минутной кривой разряда и кривой разряда постоянным током 80 А (точка 3). При разряде током 80 А в течение 0,5 ч с пластины снимается ёмкость 80 · 0,5 = 40 А·ч.

Определяем количество пластин АБ n = 953 / 80 = 11,9 = 12 пластин.

Проведем линию из точки 3 до пересечения с уровнем минимального напряжения на элементе 1,75 В – точка 4. Ток на одну пластину при этом будет равен приблизительно 100 А (пунктирная линия).

Определяем количество пластин АБ n = 1030 / 100 = 10,3 = 11 пластин.

По результатам проведенных расчётов примем аккумуляторную батарею типа 12 GroE 1200.

Проведем проверочный расчет с использование рисунка Г.1.3 (шаг 3).

Количество пластин АБ n = 12 пластин.

Ток пластины в течение 30 минут I_1 = 953 / 12 = 80 А.

Ток пластины во время толчка I_2 = 1030 / 12 = 86 А.

Находим точку пересечения характеристики разряда током 80 А с кривой 30-минутных разрядов (Точка 5). Также для определения точки 5 возводим перпендикуляр из точки 40 А·ч (80 · 0,5 = 40 А·ч) до пересечения с кривой 30-минутного разряда.

Из точки 5 проводим вертикальную прямую до пересечения с характеристикой разряда при токе 86 А и на вертикальной оси считываем значение напряжения во время толчка тока, равное 1,775 В.

Таким образом аккумуляторная батарея 12 GroE 1200 удовлетворяет принятым требованиям.

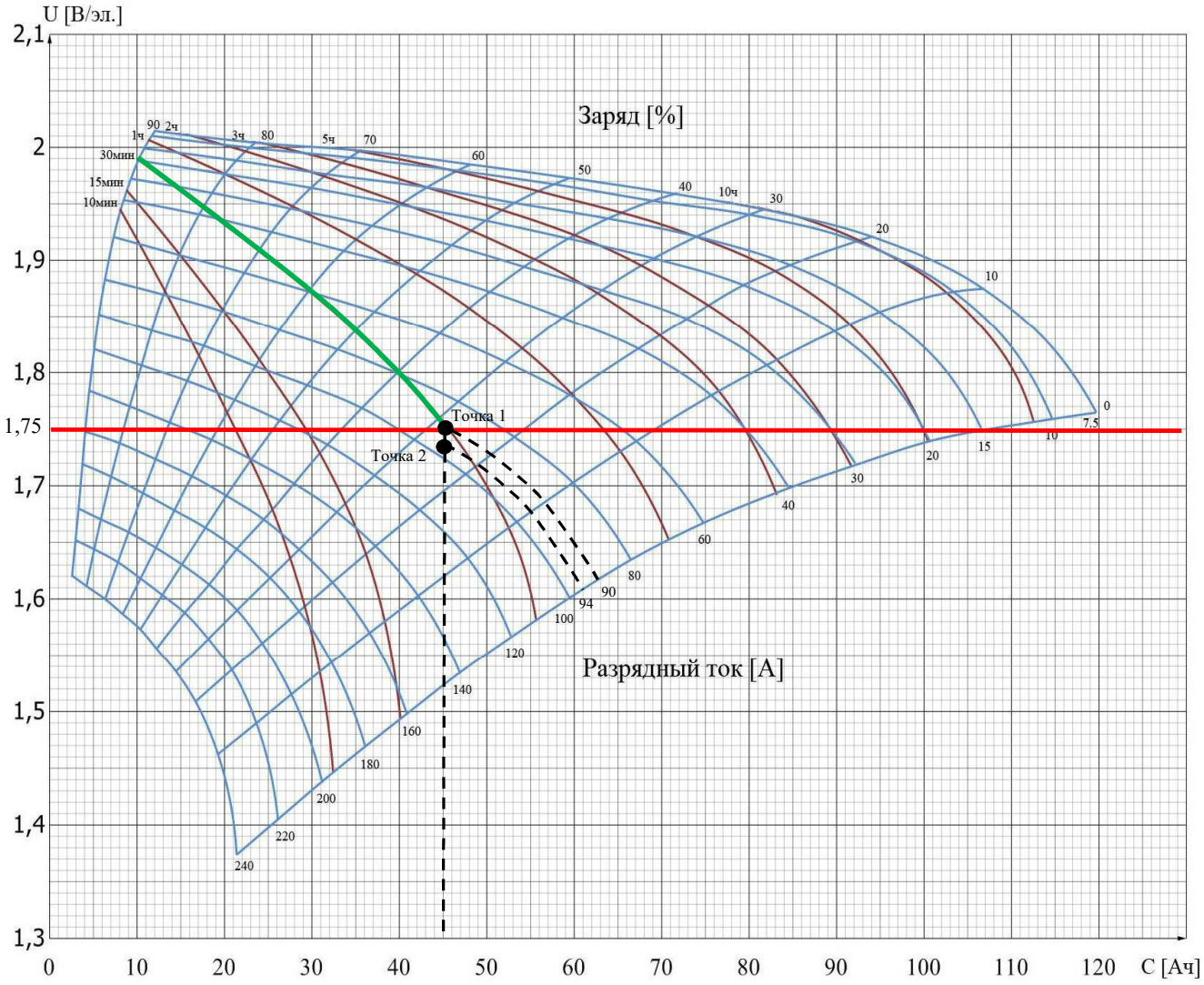

Рисунок Г.1.1 – Разрядные характеристики пластины GroE 100 (расчет по шагу 1)

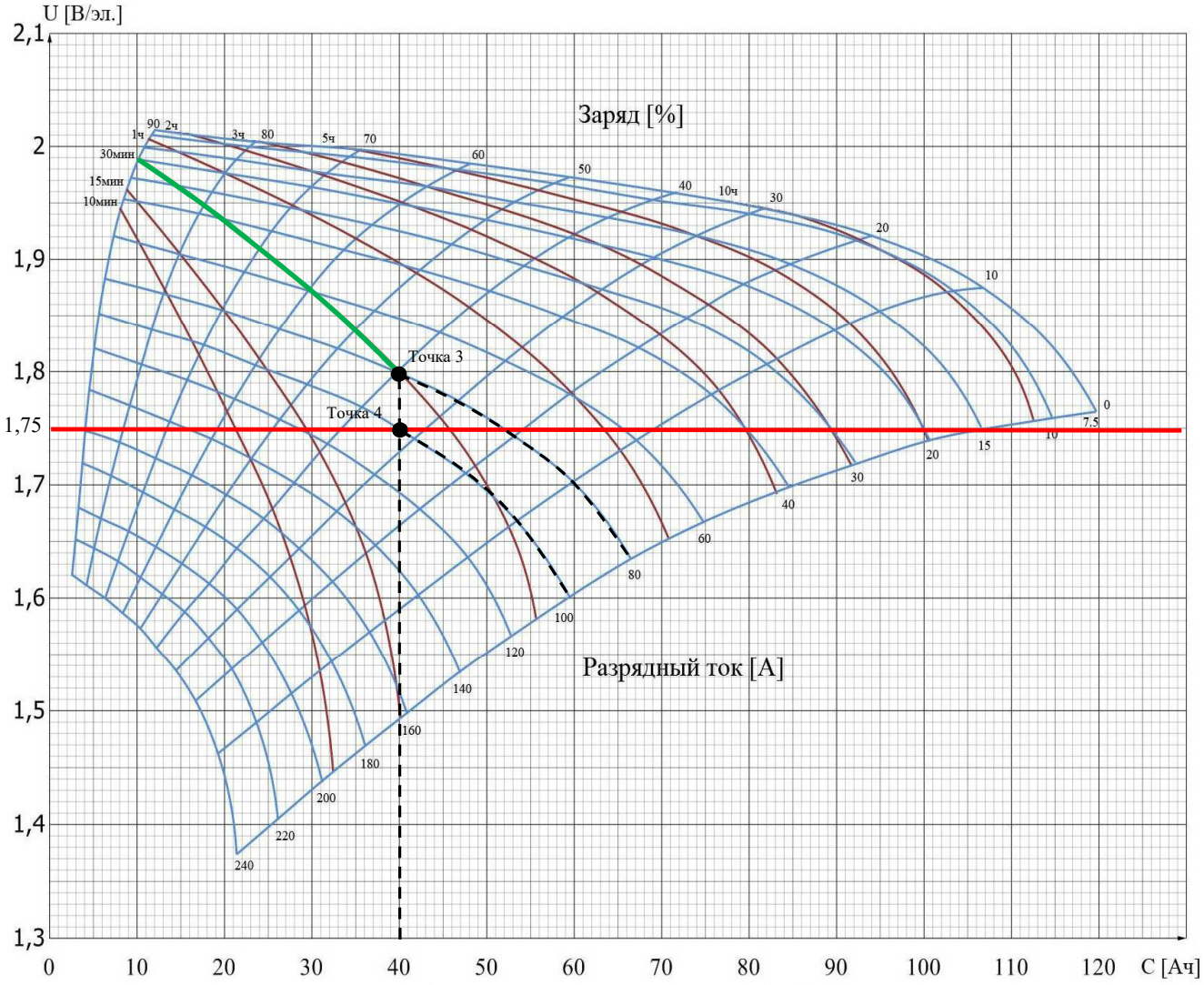

Рисунок Г.1.2 – Разрядные характеристики пластины GroE 100 (расчет по шагу 2)

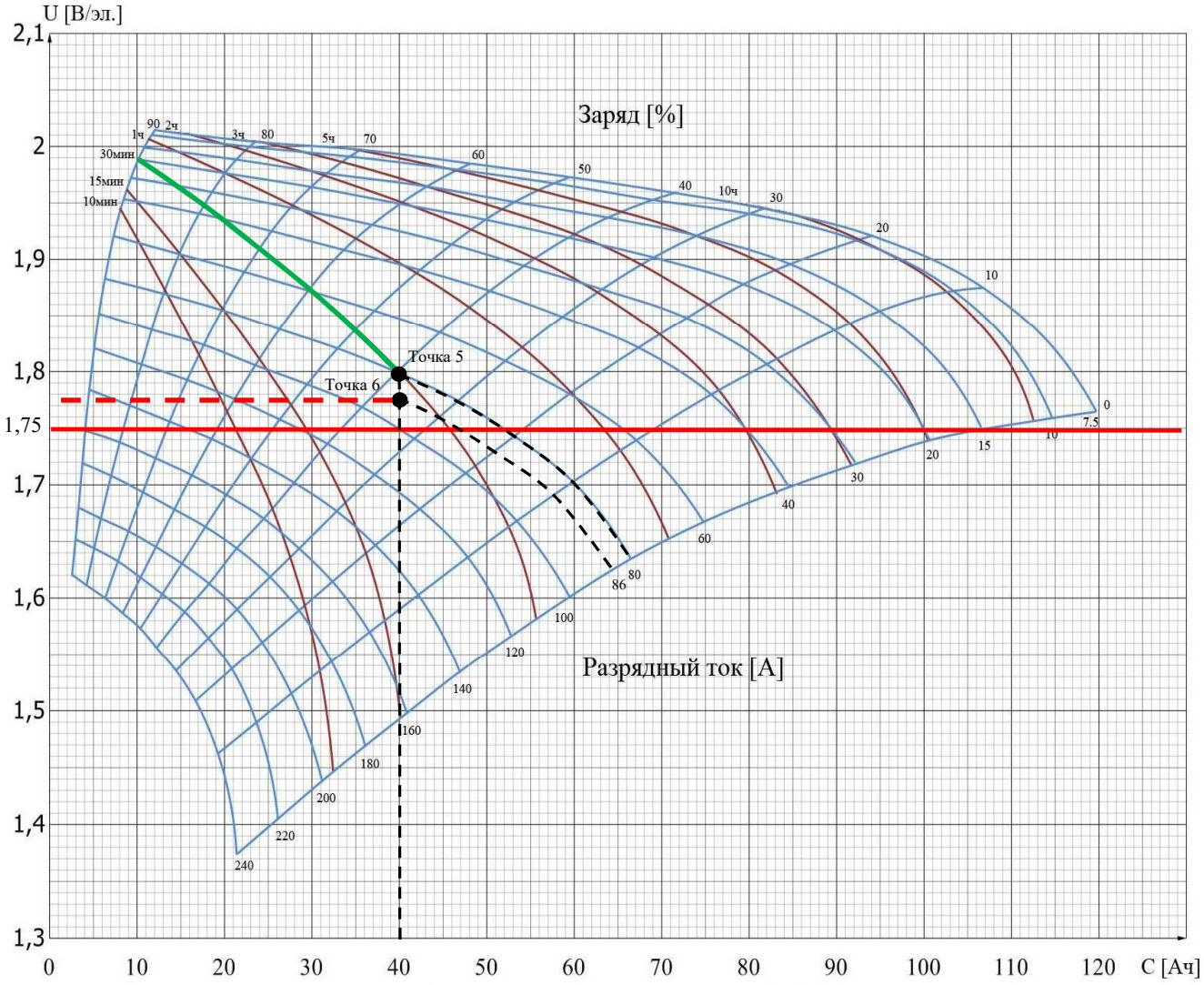

Рисунок Г.1.3 – Разрядные характеристики пластины GroE 100 (расчет по шагу 3)

Г.2 Выбор УЗП

Для выбора номинального выходного тока зарядного устройства рассматриваем режим работы одного ЗУ на одну АБ. В этом режиме работы зарядное устройство должно обеспечивать всю постоянную нагрузку и работать с АБ в режиме подзаряда.

$I_{зу} = I_з + I_{пн}$, А

где $I_{зу}$ – ток зарядного устройства;

$I_з$ – ток заряда, А;

$I_{пн}$ – ток постоянной нагрузки, А.

$I_з = 0{,}2 \cdot C_{10} = 0{,}2 \cdot 1200 = 240$ А,

где C_{10} – номинальная ёмкость при 10-часовом режиме разряда

$I_{зу} = 240 + 60 = 300$ А

Принимаем УЗП с номинальным выходным током 320 А.

Г.3 Выбор УТСП

По току установившегося режима Iав = 610 А принимаем устройство тиристорное стабилизации напряжения постоянного тока с номинальным выходным током Iн = 800 А.

Проверяем выбранный стабилизатор по условию переходного аварийного режима длительностью до 5 с:

$2 \cdot I_н = 2 \cdot 800 = 1600$ А > 1000 А.

Окончательно принимаем устройство тиристорное стабилизации напряжения постоянного тока с номинальным выходным током Iн = 800 А типа УТСП-800.

Приложение Д
Расчет заземления

К проверочному расчету приняты заземляющие устройства следующей топологии:

ЗУ-1 – заземляющее устройство на территории станции (за исключением ОРУ-110 кВ и ОРУ-500 кВ),.

ЗУ-2 – заземляющее устройство на территории ОРУ-110 кВ.

ЗУ-3 – заземляющее устройство на территории ОРУ-500 кВ.

Параметры каждого заземляющего устройства определены отдельно. Проектом предусмотрено объединение заземляющих устройств.

Удельное эквивалентное электрическое сопротивление грунта принято, как среднее значение результатов измерения верхнего слоя грунта согласно сведения, приведенных в томе 25-83G1-00-ИГИ1-Т.4 «Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий».

Д.1 Заземляющее устройство ЗУ-1

Расчет заземляющего устройства ЗУ-1 выполнен по методике, приведенной в: Барыбин Ю.Г., Федорова Л.Е., Зименкова М.Г., Смирнова А.Г. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. - М.:Энергоатомиздат 1991 – 464 с [1].

Коэффициент использования вертикальных заземлителей $\eta_{\text{и.в.}} = 0{,}65$ ([1], С450, табл. 7.10);

Коэффициент использования горизонтальных заземлителей $\eta_{\text{и.г.}} = 0{,}58$ ([1, С450, табл. 7.11).

Д.1.1 Исходные данные для расчета ЗУ-1

Удельное эквивалентное электрическое сопротивление грунта ρ=70 Ом·м;

Горизонтальный заземлитель выполнен стальным прутком ∅24 мм.

Суммарная длина горизонтального заземлителя $L_{\text{с.п.}} = 4819{,}3$ м.

Глубина заложения горизонтального заземлителя $h_{\text{з}} = 0{,}7$ м.

Коэффициент сезонных изменений грунта для горизонтального электрода $\text{К}_{\text{с.г}} = 3{,}0$ (2, С151, табл. 3.12).

Вертикальный заземлитель выполнен стальным прутком ∅24 мм, длиной 5 м.

Коэффициент сезонных изменений грунта для вертикального электрода $\text{К}_{\text{с.в}} = 1{,}3$ (2, С151, табл. 3.12);

Нормируемое сопротивление заземляющего устройства принято 0,2 Ом.

ЗУ-1 – замкнутый контур с шагом между вертикальными электродами **5** или более метров. Вертикальные электроды, расположенные ближе 15 м друг к другу, в расчете принимаются за один электрод. Общее количество расчетных вертикальных электродов и длина горизонтального заземлителя определены подсчетом по чертежу контура заземления. Сопротивление естественных заземлителей в расчете не учитывается.

Для ЗУ-1 приняты следующие коэффициенты:

Коэффициент использования вертикальных заземлителей $\eta_{\text{и.в.}} = 0{,}65$ ([1], С450, табл. 7.10);

Коэффициент использования горизонтальных заземлителей $\eta_{\text{и.г.}} = 0{,}58$ ([1], С450, табл. 7.11).

Д.1.2 . Расчет ЗУ-1

Расчетное значение удельного сопротивления грунта для вертикальных заземлителей $\rho_{\text{расч.в}}$:

$$\rho_{\text{расч.в.}} = \rho \cdot \text{К}_{\text{с.в}} = 70 \cdot 1{,}3 = 91 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

Расчетное значение удельного сопротивления грунта для горизонтальных заземлителей $\rho_{\text{расч.г}}$:

$$\rho_{\text{расч.г.}} = \rho \cdot \text{К}_{\text{с.г}} = 70 \cdot 3{,}0 = 210 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

Сопротивление растеканию тока $R_{\text{в}}$ в одном вертикальном заземлителе:

$R_{\text{в}} = 0{,}366 \frac{\rho_{\text{расч.в}}}{l_{\text{в}}} \left(lg \frac{2l_{\text{в}}}{d} + \frac{1}{2} lg \frac{4t + l_{\text{в}}}{4t - l_{\text{в}}} \right)$,

где $l_{\text{в}}$ – длина вертикального заземлителя, м;

d – диаметр заземлителя, м;

t – расстояние от поверхности земли до середины вертикального заземлителя, м.

$\rho_{\text{расч.в}}$ – расчетное значение удельного сопротивления грунта для вертикальных заземлителей, Ом·м.

$$t = h_{\text{з}} + \frac{l_{\text{в}}}{2},$$

$t = 0{,}7 + \frac{5}{2} = 3{,}2$ м,

$$R_{\text{в}} = 0{,}366 \frac{91}{5} \left(lg \frac{2 \cdot 5}{0{,}02} + \frac{1}{2} lg \frac{4 \cdot 3{,}2 + 5}{4 \cdot 3{,}2 - 5} \right) = 19{,}17 \text{ Ом}$$

Теоретическое число вертикальных заземлителей $n_{\text{п.в}}$:

$$n_{\text{т.в}} = \frac{R_{\text{в}}}{R_{\text{д}}},$$

где $R_{\text{д}}$ – наибольшее допустимое сопротивление заземляющего устройства;

$$n_{\text{т.в}} = \frac{19{,}17}{0{,}2} = 79{,}63 \approx 96 \text{ шт.}$$

Потребное число вертикальных заземлителей $n_{\text{п.в}}$:

$$n_{\text{п.в}} = \frac{R_{\text{в}}}{R_{\text{д}} \cdot \eta_{\text{и.в.}}},$$

где $\eta_{\text{и.в.}}$ – коэффициент использования вертикальных заземлителей.

$$n_{\text{п.в}} = \frac{19{,}17}{0{,}2 \cdot 0{,}65} = 147{,}442 \approx 148 \text{ шт.}$$

Расчетное сопротивление $R_{\text{расч.в}}$ растеканию тока в вертикальных заземлителях без учета влияния соединяющей полосы:

$$R_{\text{расч.в}} = \frac{R_{\text{в}}}{n_{\text{п.в}} \cdot \eta_{\text{и.в.}}}$$

$$R_{\text{расч.в}} = \frac{19{,}17}{148 \cdot 0{,}65} = 0{,}2 \text{ Ом}$$

Сопротивление горизонтального заземлителя (соединительной полосы)

Длина соединяющей полосы горизонтального заземлителя $L_{\text{с.п.}} = 4819{,}3$ м.

Сопротивление растеканию тока в горизонтальном заземлителе (соединяющей полосе) $R_{\text{г.с.п}}$:

$$R_{\text{г.с.п}} = 0{,}366 \frac{\rho_{\text{расч.г}}}{L_{\text{с.п.}}} lg \frac{L_{\text{с.п.}}\text{^2}}{dt}$$

$$R_{\text{г.с.п}} = 0{,}366 \frac{210}{4819{,}3} \cdot lg \frac{4819{,}3\text{^2}}{0{,}02 \cdot 0{,}71} = 0{,}147 \text{ Ом}$$

где $L_{с.п.}$ - длина горизонтального заземлителя, м;

d – диаметр заземлителя, м;

t – расстояние от поверхности земли до середины горизонтального заземлителя, м.

$$t = h_з + \frac{d}{2},$$

$$t = 0{,}7 + \frac{0.02}{2} = 0{,}71 \text{ м},$$

$\rho_{расч.г}$ – значение расчетного удельного сопротивления грунта для горизонтального заземлителя, Ом·м.

Расчетное сопротивление $R_{расч.г}$ растеканию тока в горизонтальном заземлителе (соединяющей полосе):

$R_{расч.г} = \frac{R_{г.с.п}}{n_г \cdot \eta_{и.г.}}$,

где $\eta_{и.г.}$ – коэффициент использования горизонтального заземлителя;

$n_г$ – количество горизонтальных полос.

$$R_{расч.г} = \frac{0{,}147}{1 \cdot 0{,}58} = 0{,}253 \text{ Ом}$$

Общее расчетное сопротивление $R_{общ}$ растеканию тока в вертикальных и горизонтальном заземлителях:

$$R_{общ} = \frac{R_{расч.в} \cdot R_{расч.г}}{R_{расч.в} + R_{расч.г}}$$

$$R_{общ} = \frac{0{,}2 \cdot 0{,}253}{0{,}2 + 0{,}253} = 0{,}112 \text{ Ом}.$$

Расчет сечения заземляющих проводников ЗУ-1 по термической стойкости

Проверка минимально допустимого сечения заземляющего проводника по условию термической стойкости используется формула из ГОСТ Р 50571.5.54-2021:

$$S_{min} = \frac{I_{кз} \cdot \sqrt{t_{откл}}}{k}$$

$$S_{min} = \frac{50000 \cdot \sqrt{0.3}}{82} = 334 \text{ мм}^2$$

Определим диаметр необходимого проводника круглого сечения:

$$d = \frac{\sqrt{4 \cdot S_{min}}}{\pi} = 20.62 \text{ мм}$$

Д.1.3 Результаты расчета ЗУ-1

Объективные технические характеристики контура заземления ЗУ-1 приведены в таблице Д.1.3.1

Таблица Д.1.3.1 –Объективные характеристики ЗУ-2

№ п/п	Наименование параметра	Значение
1.	Шаг вертикальных заземлителей не менее, м	15

2.	Длина вертикальных заземлителей, м	5
3.	Материал горизонтальных и вертикальных заземлителей	Круглая сталь ∅24 мм
4.	Количество вертикальных заземлителей, шт.	148
6.	Общее сопротивление заземляющего устройства на территории станции, Ом	0,112

Д.2 Заземляющее устройство ЗУ-2

Расчет выполнен в программном комплексе Electrics StormCS 2022.

Расчет контура заземления по сопротивлению растеканию и напряжению прикосновения

Д.2.1 Исходные данные для расчёта ЗУ 2

Таблица Д.2.1.1 – Характеристики грунта ОРУ-110 кВ

№ п/п	Наименование параметра	Ед.изм.	Значение
1.	Глубина залегания 1–го слоя	м	1
2.	Удельное сопротивление 1–го слоя	Ом·м	112.5
3.	Глубина залегания 2–го слоя	м	6
4.	Удельное сопротивление 2–го слоя	Ом·м	28.8
5.	Глубина залегания 3–го слоя	м	10000
6.	Удельное сопротивление 3–го слоя	Ом·м	190

Таблица Д.2.1.2 – Общие данные для расчета ОРУ-110 кВ по сопротивлению растеканию

№ п/п	Наименование параметра	Ед.изм.	Значение
1.	Сезон предпроектных измерений		Лето
2.	Расчетный сезон		Зима
3.	Климатическая зона		2
4.	Состояние грунта во время измерений		Переувлажненное
5.	Сопротивление естественных заземлителей	Ом	0
6.	Номер расчетной схемы		2
7.	Глубина заложения горизонтальных элементов	м	0.7
8.	Глубина промерзания почвы	м	1.1
9.	Минимальная площадь под заземлитель	м²	592
10.	Максимальная площадь под заземлитель	м²	882
11.	Коэффициент изменения площади		1.3
12.	Минимальная длина вертикальных электродов	м	3
13.	Максимальная длина вертикальных электродов	м	10
14.	Шаг изменения длины вертикальных электродов	м	1
15.	Суммарная длина ж/б конструкций	м	0
16.	Длина подземной части ж/б стоек	м	0
17.	Минимальное напряжение на заземляющем устройстве	В	5000
18.	Максимальное напряжение на заземляющем устройстве	В	5000
19.	Ток короткого замыкания	кА	40
20.	Минимальное допустимое сопротивление	Ом	0.2
21.	Максимальное допустимое сопротивление	Ом	4
22.	Шаг горизонтальных элементов	м	11

23.	Вид горизонтального электрода		Стержень
24.	Ширина (диаметр) горизонтального электрода	мм	22
25.	Толщина горизонтального электрода	мм	0
26.	Вид вертикального электрода		Стержень
27.	Ширина (диаметр) вертикального электрода	мм	22
28.	Толщина вертикального электрода	мм	0
29.	Методика расчета ЭСЗ		

Таблица Д.2.1.3 – Общие данные для расчета ОРУ-110 кВ по напряжению прикосновения

№ п/п	Наименование параметра	Ед.изм.	Значение
1.	Удельное сопротивление поверхности земли	Ом·м	112.5
2.	Допустимое напряжение прикосновения на рабочих местах	В	65
3.	Допустимое напряжение прикосновения на остальной территории	В	165
4.	Минимальный шаг горизонтальных элементов	м	3
5.	Максимальный шаг горизонтальных элементов	м	9
6.	Тип шага горизонтальных элементов		Переменный

Таблица Д.2.1.4 – Приведенные характеристики грунта ОРУ-110 кВ

№ п/п	Наименование параметра	Ед.изм.	Значение
1.	Глубина залегания 1–го слоя	м	1
2.	Удельное сопротивление 1–го слоя	Ом·м	731.25
3.	Глубина залегания 2–го слоя	м	1.1
4.	Удельное сопротивление 2–го слоя	Ом·м	187.2
5.	Глубина залегания 3–го слоя	м	6
6.	Удельное сопротивление 3–го слоя	Ом·м	28.8
7.	Глубина залегания 4–го слоя	м	10000
8.	Удельное сопротивление 4–го слоя	Ом·м	190

Д.2.2 Расчет ЗУ-2

Таблица Д.2.2.1 – Варианты расчета ОРУ-110 кВ по напряжению прикосновения

№ п/п	Решение	S	$l_э$	$\rho_э^{РМ}$	$\rho_э^{ОТ}$	$N_э$	$R_и$	$R_{зу}$	$С_б^{РМ}$	$С_б^{ОТ}$	$U^{РМ}$	$U_{доп}^{РМ}$	$U^{ОТ}$	$U_{доп}^{ОТ}$	$U_{зу}$	$U_{зу}^{доп}$	М
		м²	м	Ом·м	Ом·м	шт	Ом	Ом	м	м	В	В	В	В	В	В	т
1	+	592	3	40.63	40.63	12	0.9399	0.9399	9.01	9.01	6.595	65	6.595	6.595	37.6	5000	0.4462
2	+	592	4	37.5	37.5	10	0.8391	0.8391	9.01	9.01	5.906	65	5.906	5.906	33.57	5000	0.456
3	+	592	5	35.71	35.71	10	0.7636	0.7636	9.01	9.01	5.384	65	5.384	5.384	30.54	5000	0.481
4	+	592	6	38.18	38.18	10	0.7823	0.7823	9.01	9.01	5.502	65	5.502	5.502	31.29	5000	0.505
5	+	592	7	42.04	42.04	10	0.8269	0.8269	9.01	9.01	5.795	65	5.795	5.795	33.08	5000	0.53
6	+	592	8	45.65	45.65	10	0.8638	0.8638	9.01	9.01	6.032	65	6.032	6.032	34.55	5000	0.554
7	+	592	9	49.05	49.05	10	0.8944	0.8944	9.01	9.01	6.225	65	6.225	6.225	35.77	5000	0.579
8	+	592	10	52.26	52.26	12	0.8957	0.8957	9.01	9.01	6.216	65	6.216	6.216	35.83	5000	0.652
9	+	769.6	3	40.63	40.55	14	0.8194	0.8194	9.01	9.01	5.75	65	5.75	5.75	32.78	5000	0.749
10	+	769.6	4	37.5	37.43	12	0.7319	0.7319	9.01	9.01	5.151	65	5.151	5.151	29.27	5000	0.764
11	+	769.6	5	35.71	35.65	10	0.68	0.68	9.01	9.01	4.794	65	4.794	4.794	27.2	5000	0.769
12	+	769.6	6	38.18	38.17	10	0.7009	0.7009	9.01	9.01	4.93	65	4.93	4.93	28.04	5000	0.793

13	+	769.6	7	42.04	42.09	10	0.7453	0.7453	9.01	9.01	5.222	65	5.222	5.222	29.81	5000	0.818
14	+	769.6	8	45.65	45.75	10	0.7824	0.7824	9.01	9.01	5.463	65	5.463	5.463	31.3	5000	0.842
15	+	769.6	9	49.05	49.2	10	0.8136	0.8136	9.01	9.01	5.663	65	5.662	5.662	32.54	5000	0.867
16	+	769.6	10	52.26	52.45	10	0.8398	0.8398	9.01	9.01	5.828	65	5.827	5.827	33.59	5000	0.891
17	+	882	3	40.63	40.52	14	0.7683	0.7683	9.01	9.01	5.391	65	5.392	5.392	30.73	5000	0.778
18	+	882	4	37.5	37.4	12	0.6876	0.6876	9.01	9.01	4.84	65	4.84	4.84	27.51	5000	0.793
19	+	882	5	35.71	35.62	10	0.6398	0.6398	9.01	9.01	4.511	65	4.511	4.511	25.59	5000	0.798
20	+	882	6	38.18	38.17	10	0.6615	0.6615	9.01	9.01	4.652	65	4.652	4.652	26.46	5000	0.822
21	+	882	7	42.04	42.12	10	0.7053	0.7053	9.01	9.01	4.942	65	4.942	4.942	28.21	5000	0.847
22	+	882	8	45.65	45.81	10	0.7423	0.7423	9.01	9.01	5.183	65	5.183	5.183	29.69	5000	0.871
23	+	882	9	49.05	49.27	10	0.7735	0.7735	9.01	9.01	5.384	65	5.383	5.383	30.94	5000	0.896

Д.2.3 Результат расчета ЗУ-2

Таблица Д.2.3.1 – Результаты расчета ОРУ-110 кВ по напряжению прикосновения

№ пп	Наименование параметра	Ед.изм.	Значение
1.	Площадь под искусственный заземлитель	м²	769.6
2.	Длина вертикальных электродов	м	5
3.	Удельное эквивалентное сопротивление земли на рабочих местах	Ом·м	35.71
4.	Удельное эквивалентное сопротивление земли на остальной территории	Ом·м	35.65
5.	Число вертикальных электродов	Шт	10
6.	Сопротивление искуственных заземлителей	Ом	0.68
7.	Сопротивление заземляющего устройства	Ом	0.68
8.	Базовый шаг горизонтальных элементов на рабочих местах	м	9.01
9.	Базовый шаг горизонтальных элементов на остальной территории	м	9.01
10.	Напряжение прикосновения на рабочих местах	В	4.794
11.	Допустимое напряжение прикосновения на рабочих местах	В	65
12.	Напряжение прикосновения на остальной территории	В	4.794
13.	Допустимое напряжение прикосновения на остальной территории	В	165
14.	Напряжение на заземляющем устройстве	В	27.2
15.	Допустимое напряжение на заземляющем устройстве	В	5000
16.	Расход металла на заземляющее устройство	т	0.769

Расчет по сопротивлению растеканию не позволяет выполнить заземляющее устройство с сопротивлением менее нормируемого 0,5 Ом, поэтому требуемое нормируемое сопротивление ЗУ достигается путем присоединения контура ОРУ-110 кВ к общему контуру заземления ПГУ и ОРУ-500 кВ. Расчет по напряжению прикосновения позволяет нам выбрать любой вариант из таблицы выше. Для унификации с номенклатурой изделий контура заземления ПГУ и расчета общего контура принимаем вариант №11 с сопротивлением контура 0.68 Ом.

Таблица Д.2.3.2 – Результаты расчета ЗУ-2

№ пп	Наименование параметра	Ед.изм.	Значение
1.	Площадь под искусственный заземлитель	м²	769
2.	Длина вертикальных электродов	м	5
3.	Эквивалентное удельное сопротивление земли	Ом·м	35.35
4.	Число вертикальных электродов	Шт	10
5.	Сопротивление искуственных заземлителей	Ом	0.68
6.	Сопротивление заземляющего устройства	Ом	0.68
7.	Допустимое сопротивление на заземляющем устройстве	Ом	0.2
8.	Напряжение на заземляющем устройстве	В	27.2
9.	Допустимое напряжение на заземляющем устройстве	В	5000
10.	Расход металла на заземляющее устройство	т	0.769

Таблица Д.2.3.3 –Объективные характеристики ЗУ-2

№ пп	Наименование параметра	Значение
1.	Шаг вертикальных заземлителей не менее, м	15
2.	Длина вертикальных заземлителей, м	5
3.	Материал горизонтальных и вертикальных заземлителей	Круглая сталь ∅24 мм
4.	Количество вертикальных заземлителей, шт.	10
5.	Сопротивление заземляющего устройства без учета объединения заземляющих устройств, Ом	0,68
6.	Общее сопротивление заземляющего устройства, с учетом объединения заземляющих устройств, Ом	0,112

Д.3 Заземляющее устройство ЗУ-3

Расчет выполнен в программном комплексе Electrics StormCS 2022.

Расчет контура заземления по сопротивлению растеканию и напряжению прикосновения

Д.3.1 Исходные данные для расчёта ЗУ-3

Таблица Д.3.1.1 – Характеристики грунта ОРУ-500 кВ

№ пп	Наименование параметра	Ед.изм.	Значение
1.	Глубина залегания 1–го слоя	м	1
2.	Удельное сопротивление 1–го слоя	Ом·м	112.5
3.	Глубина залегания 2–го слоя	м	6
4.	Удельное сопротивление 2–го слоя	Ом·м	28.8
5.	Глубина залегания 3–го слоя	м	10000
6.	Удельное сопротивление 3–го слоя	Ом·м	190

Таблица Д.3.1.2 – Общие данные для расчета ОРУ-500 кВ по сопротивлению растеканию

№ пп	Наименование параметра	Ед.изм.	Значение
1.	Сезон предпроектных измерений		Лето
2.	Расчетный сезон		Зима
3.	Климатическая зона		2
4.	Состояние грунта во время измерений		Переувлажненное
5.	Сопротивление естественных заземлителей	Ом	0
6.	Номер расчетной схемы		2

7.	Глубина заложения горизонтальных элементов	м	0.7
8.	Глубина промерзания почвы	м	1.1
9.	Минимальная площадь под заземлитель	м²	6216
10.	Максимальная площадь под заземлитель	м²	7050
11.	Коэффициент изменения площади		1.3
12.	Минимальная длина вертикальных электродов	м	3
13.	Максимальная длина вертикальных электродов	м	10
14.	Шаг изменения длины вертикальных электродов	м	1
15.	Суммарная длина ж/б конструкций	м	0
16.	Длина подземной части ж/б стоек	м	0
17.	Минимальное напряжение на заземляющем устройстве	В	5000
18.	Максимальное напряжение на заземляющем устройстве	В	5000
19.	Ток короткого замыкания	кА	50
20.	Минимальное допустимое сопротивление	Ом	0.2
21.	Максимальное допустимое сопротивление	Ом	0.2
22.	Шаг горизонтальных элементов	м	20
23.	Вид горизонтального электрода		Стержень
24.	Ширина (диаметр) горизонтального электрода	мм	24
25.	Толщина горизонтального электрода	мм	0
26.	Вид вертикального электрода		Стержень
27.	Ширина (диаметр) вертикального электрода	мм	24
28.	Толщина вертикального электрода	мм	0
29.	Методика расчета ЭСЗ		

Таблица Д.3.1.3 – Общие данные для расчета ОРУ-500 кВ по напряжению прикосновения

№ пп	Наименование параметра	Ед.изм.	Значение
1.	Удельное сопротивление поверхности земли	Ом·м	112.5
2.	Допустимое напряжение прикосновения на рабочих местах	В	65
3.	Допустимое напряжение прикосновения на остальной территории	В	165
4.	Минимальный шаг горизонтальных элементов	м	6
5.	Максимальный шаг горизонтальных элементов	м	6
6.	Тип шага горизонтальных элементов		Переменный

Таблица Д.3.1.4 – Приведенные характеристики грунта ОРУ-500 кВ

№ пп	Наименование параметра	Ед.изм.	Значение
1.	Глубина залегания 1–го слоя	м	1
2.	Удельное сопротивление 1–го слоя	Ом·м	731.25
3.	Глубина залегания 2–го слоя	м	1.1
4.	Удельное сопротивление 2–го слоя	Ом·м	187.2
5.	Глубина залегания 3–го слоя	м	6
6.	Удельное сопротивление 3–го слоя	Ом·м	28.8
7.	Глубина залегания 4–го слоя	м	10000
8.	Удельное сопротивление 4–го слоя	Ом·м	190

Д.3.2 Расчет ЗУ-3

Таблица Д.3.2.1 – Варианты расчета ОРУ-500 кВ по сопротивлению растеканию

№ п/п	Решение	S	$l_э$	$\rho_э$	$N_э$	$R_и$	$R_{зу}$	$R_{зу}^{доп}$	$U_{зу}$	$U_{зу}^{доп}$	Масса
		м²	м	Ом·м	шт	Ом	Ом	Ом	В	В	Т
1	-	6216	3	40.22	30	0.2349	0.2349	0.2	11.74	5000	2.548
2	-	6216	4	37.12	24	0.2144	0.2144	0.2	10.72	5000	2.569
3	-	6216	5	35.35	20	0.2019	0.2019	0.2	10.1	5000	2.583
4	-	6216	6	38.13	16	0.2155	0.2155	0.2	10.78	5000	2.569
5	-	6216	7	42.41	16	0.237	0.237	0.2	11.85	5000	2.625
6	-	6216	8	46.41	14	0.2567	0.2567	0.2	12.83	5000	2.625
7	-	6216	9	50.18	12	0.2747	0.2747	0.2	13.73	5000	2.611
8	-	6216	10	53.72	12	0.2909	0.2909	0.2	14.55	5000	2.653
9	-	7050	3	40.22	32	0.222	0.222	0.2	11.1	5000	3.789
10	-	7050	4	37.12	24	0.2028	0.2028	0.2	10.14	5000	3.789
11	+	7050	5	35.35	20	0.1911	0.1911	0.2	9.557	5000	3.803
12	-	7050	6	38.13	18	0.204	0.204	0.2	10.2	5000	3.831
13	-	7050	7	42.41	16	0.2246	0.2246	0.2	11.23	5000	3.845
14	-	7050	8	46.41	14	0.2434	0.2434	0.2	12.17	5000	3.845
15	-	7050	9	50.18	14	0.2604	0.2604	0.2	13.02	5000	3.895
16	-	7050	10	53.72	12	0.2762	0.2762	0.2	13.81	5000	3.873

Д.3.3 Результат расчета ЗУ-3

Таблица Д.3.3.1 – Результаты расчета ОРУ-500 кВ по сопротивлению растеканию

№ пп	Наименование параметра	Ед.изм.	Значение
11.	Площадь под искусственный заземлитель	м²	7050
12.	Длина вертикальных электродов	м	5
13.	Эквивалентное удельное сопротивление земли	Ом·м	35.35
14.	Число вертикальных электродов	Шт	20
15.	Сопротивление искуственных заземлителей	Ом	0.1911
16.	Сопротивление заземляющего устройства	Ом	0.1911
17.	Допустимое сопротивление на заземляющем устройстве	Ом	0.2
18.	Напряжение на заземляющем устройстве	В	9.557
19.	Допустимое напряжение на заземляющем устройстве	В	5000
20.	Расход металла на заземляющее устройство	т	3.803

Таблица Д.3.3.2 – Варианты расчета ОРУ-500 кВ по напряжению прикосновения

№ п/п	Решение	S	$l_э$	$\rho_э^{РМ}$	$\rho_э^{ОТ}$	$N_э$	$R_и$	$R_{зу}$	$С_б^{РМ}$	$С_б^{ОТ}$	$U^{РМ}$	$U_{доп}^{РМ}$	$U^{ОТ}$	$U_{доп}^{ОТ}$	$U_{зу}$	$U_{зу}^{доп}$	М
		м²	м	Ом·м	Ом·м	шт	Ом	Ом	м	м	В	В	В	В	В	В	т
1	+	6216	3	40.22	40.22	30	0.269	0.269	6.01	6.01	1.123	65	1.123	1.123	13.45	5000	8.108
2	+	6216	4	37.12	37.12	24	0.2455	0.2455	6.01	6.01	1.028	65	1.028	1.028	12.28	5000	8.129
3	+	6216	5	35.35	35.35	20	0.2314	0.2314	6.01	6.01	0.9702	65	0.9702	0.9702	11.57	5000	8.143
4	+	6216	6	38.13	38.13	16	0.2475	0.2475	6.01	6.01	1.035	65	1.035	1.035	12.38	5000	8.129
5	+	6216	7	42.41	42.41	16	0.2716	0.2716	6.01	6.01	1.131	65	1.131	1.131	13.58	5000	8.185
6	+	6216	8	46.41	46.41	14	0.2945	0.2945	6.01	6.01	1.222	65	1.222	1.222	14.73	5000	8.185
7	+	6216	9	50.18	50.18	12	0.3159	0.3159	6.01	6.01	1.307	65	1.307	1.307	15.79	5000	8.171
8	+	6216	10	53.72	53.72	12	0.3341	0.3341	6.01	6.01	1.377	65	1.377	1.377	16.7	5000	8.213
9	+	7050	3	40.22	40.21	32	0.2538	0.2538	6.01	6.01	1.06	65	1.06	1.06	12.69	5000	9.349
10	+	7050	4	37.12	37.11	24	0.2322	0.2322	6.01	6.01	0.972	65	0.972	0.972	11.61	5000	9.349
11	+	7050	5	35.35	35.34	20	0.2189	0.2189	6.01	6.01	0.9181	65	0.9181	0.9181	10.95	5000	9.363
12	+	7050	6	38.13	38.13	18	0.2336	0.2336	6.01	6.01	0.9771	65	0.9772	0.9772	11.68	5000	9.391

13	+	7050	7	42.41	42.42	16	0.2574	0.2574	6.01	6.01	1.072	65	1.072	1.072	12.87	5000	9.405
14	+	7050	8	46.41	46.44	14	0.2794	0.2794	6.01	6.01	1.16	65	1.159	1.159	13.97	5000	9.405
15	+	7050	9	50.18	50.21	14	0.2984	0.2984	6.01	6.01	1.234	65	1.234	1.234	14.92	5000	9.455
16	+	7050	10	53.72	53.77	12	0.3174	0.3174	6.01	6.01	1.309	65	1.309	1.309	15.87	5000	9.433

Таблица Д.3.3.3 – Результаты расчета ОРУ-500 кВ по напряжению прикосновения

№ пп	Наименование параметра	Ед.изм.	Значение
1.	Площадь под искусственный заземлитель	м²	6216
2.	Длина вертикальных электродов	м	3
3.	Удельное эквивалентное сопротивление земли на рабочих местах	Ом·м	40.22
4.	Удельное эквивалентное сопротивление земли на остальной территории	Ом·м	40.22
5.	Число вертикальных электродов	Шт	30
6.	Сопротивление искуственных заземлителей	Ом	0.269
7.	Сопротивление заземляющего устройства	Ом	0.269
8.	Базовый шаг горизонтальных элементов на рабочих местах	м	6.0
9.	Базовый шаг горизонтальных элементов на остальной территории	м	6.0
10.	Напряжение прикосновения на рабочих местах	В	1.123
11.	Допустимое напряжение прикосновения на рабочих местах	В	65
12.	Напряжение прикосновения на остальной территории	В	1.123
13.	Допустимое напряжение прикосновения на остальной территории	В	165
14.	Напряжение на заземляющем устройстве	В	13.45
15.	Допустимое напряжение на заземляющем устройстве	В	5000
16.	Расход металла на заземляющее устройство	т	8.108

Принимаем вариант №11 согласно расчета по сопротивлению растеканию. Расчет по напряжению прикосновения позволяет нам выбрать любой вариант из таблицы выше. Так же принимаем вариант №11.

Таблица Д.3.3.4 –Объективные характеристики ЗУ-3

№ п/п	Наименование параметра	Значение
1.	Шаг вертикальных заземлителей не менее, м	15
2.	Длина вертикальных заземлителей, м	5
3.	Материал горизонтальных и вертикальных заземлителей	Круглая сталь ∅24 мм
4.	Количество вертикальных заземлителей, шт.	20
5.	Сопротивление заземляющего устройства без учета объединения заземляющих устройств, Ом	0,269

6.	Общее сопротивление заземляющего устройства, с учетом объединения заземляющих устройств, Ом	0,112

Д.4 Проверка проводников ЗУ по термической стойкости

Для расчета минимально допустимого сечения заземляющего проводника по условию термической стойкости используется формула из ГОСТ Р 50571.5.54-2021:

Расчетное значение тока отключения принято на основании сведений о значениях токов короткого замыкания, приведенных в приложении А.

$$S_{min} = \frac{I_{\text{кз}} \cdot \sqrt{t_{\text{откл}}}}{k}$$

$$S_{min} = \frac{50000 \cdot \sqrt{0.3}}{82} = 334 \text{ мм}^2$$

Определим диаметр необходимого проводника круглого сечения:

$$d = \frac{\sqrt{4 \cdot S_{min}}}{\pi} = 20.62 \text{ мм}$$

Вывод: проводники заземляющих устройств удовлетворяет требованиям в части обеспечения требований термической стойкости

Вывод: расчетное сопротивление контура заземления ПГУ без учета иных искусственных и естественных заземлителей 0,112 Ом, что меньше нормируемого сопротивления 0,2 Ом. Таким образом, требование к контуру заземления выполняется.