МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические станции, сети и системы

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой Убиекулов Е.К. к.т.н
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

(подпись) «10» 06 2016г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Проектирование КЭС 500 МВт

Специальность 5В071800 - электроэнергетика

Выполнил (а) Султанов Мурат Аскаржанулы Эу-13-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Черемисинов Ю.Г., к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
Жакупов А.А к.т.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

(подпись) «20» 05 2016 г.

по безопасности жизнедеятельности:
Мудашева Г.С., к.т.н. ст. преп
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

(подпись) «25» 05 2016 г.

Нормоконтролер: Терегулова М.А., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

(подпись) «31» 05 2016 г.

Рецензент: Алиханов Д.М., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

(подпись) «_____» _____ 20__ г.

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет 5В071800 - Электроэнергетика
Специальность Электрические сети и системы
Кафедра Электрические станции сети и системы

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Султанов Мурат Ашарханулы
(фамилия, имя, отчество)
Тема проекта Проектирование КЭС 500 МВт

утверждена приказом ректора № 148 от «19» сентября 2015 г.
Срок сдачи законченной работы «1» июня 2016 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

1 Электрическая часть (Выбор оборудования, трансформаторов, графики)
2. Расчет токов короткого замыкания
3. Выбор схемы электрических соединений РУ всех напряжений
4. Безопасность жизнедеятельности
5. Технико-экономическое обоснование

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1 Схемы электрических соединений РУ всех напряжений
2. Схема размещения устройств станции
3. Схемы релейной защиты и автоматики станций

Рекомендуемая основная литература

1. Рожкова А.Д., Козулин В.С., Электрооборудование станции и подстанции. – М. Энергоатомиздат, 1989 - 648с
2. Рокотян С.С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем 3-е издание – М. Энергоатомиздат, 1985 - 349с
3. Макаров Е. Обслуживание и ремонт электрооборудования электростанции и сетей
4. Проектирование электрической части станции и подстанции. Под. ред. ГУК им. Б и др – Л Энергоатомиздат 1985 312с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Эком. часть	Шакирова В	20.05.16	
Безоп. жизнедеятельн.	Муташева Л.С.	25.05.16	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Электрическая часть	10.03 - 20.03.16	
2	Расчет токов короткого замыкания	20.03 - 25.03.16	
3	Выбор схемы электрических	23.03 - 27.03.16	
	соединений РУ всех напряжений		
4	Безопасность жизнедеятельности	27.03. - 25.04.16	
5	Технико - экономическое обоснование		
	проектируемой КЭС 500 МВт	1.05. - 20.05.16	

Дата выдачи задания «19» ноября 2015 г.

Заведующий кафедрой _____ Умбеткулов Е.К
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ Черемешнов Ю.Г
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Сулаков Мурат
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

Темой данного дипломного проекта является проектирование конденсационной электрической станции мощностью 500 МВт. Проект содержит введение, паспорт станции, электротехническую часть, содержащую выбор основных электрических схем проектируемой станции и выбор электротехнического оборудования, выбор и описание релейной защиты блока генератор - трансформатор, раздел затрагивающий вопросы экологии и техники безопасности, расчет экономической эффективности инвестиций, также расчетное определение уровня электрического поля в открытом распределительном устройстве 220 кВ.

Annotation

Subject of this degree project is designing of condensation power plant capacity of 500 MW. The project contains introduction, the passport of station, the electrotechnical part containing the choice of the main electric circuits of projectible station and the choice of the electrotechnical equipment, the choice and the description of relay protection of the block the generator - the transformer, the section raising environmental issues and safe engineering calculation of cost efficiency of investments, also settlement determination of level of electric field in the open distributing device of 220 kV.

Андатпа

Бұл дипломдық жобаның тақырыбы қуаты 500 МВт конденсациялық электр станциясын жобалау болып табылады. Дипломдық жоба кіріспе бөлімді, станцияның паспорттық мәліметтерінің, жылулық бөлімінің есептеуін жэне косымша жабдықтарды таңдау, жылулық сүлбаны, жобаланып жатқан станцияның негізгі электірлік сұлбасы мен электртехникалық жабдықтарын таңдауды қамтитын электртехникалық бөлімді, экология мен техникалық кауіпсіздік мэселелерін, экономикалық тиімділік есебін қамтиды. Сонымен катар бұл дипломдық жобада 220 кВ ашық таратушы құрылғысындағы электр өрісінің есептеулік анықтамалары көрсетілген.

Содержание

Введение 5
1. Электрическая часть 6
1.1 Выбор турбогенераторов и структурных схем 6
1.2 Построение суточных графиков нагрузки. Определение баланса мощностей 7
1.3 Выбор трансформаторов связи 10
1.4 Выбор трансформаторов собственных нужд 13
1.5 Расчет годовых потерь энергии в трансформаторах 14
1.6 Технико - экономическое сравнение вариантов 18
2 Расчет токов короткого замыкания 20
3 Выбор схемы электрических соединений РУ всех напряжений 23
3.1 Выбор схемы ОРУ - 500 кВ 23
3.2 Выбор схемы ОРУ - 220 кВ 25
3.3 Выбор коммутационных аппаратов и токоведущих частей вцепи генератора 27
3.4 Выбор коммутационных аппаратов и проводников для РУ220кВ 29
3.5 Выбор коммутационных аппаратов и проводников для РУ500кВ 30
3.6 Выбор измерительных приборов 31
3.6.1Выбор трансформаторовтока 31
3.5.2Выбор трансформаторов напряжения 35
3.5.3Выбор разрядников и ограничителей 37
4 Безопасность жизнедеятельности 38
4.1 Анализ условий труда 38
4.2 Классификация производства по степени опасности поражения электрическим током, защита от шума и вибраций 42
4.3 Расчет искусственного освещения в турбинном цехе 43
4.4 Акустический расчет уровня шума в котельном цехе 47
4.5 Расчет мероприятий для снижения шума 50
5 Технико-экономическое обоснование 52
5.1 Цели и задачи проекта 52
5.2 Динамика изменения тарифов на электроэнергию в Южном регионе Казахстана за период 2012-2015 52
5.3 Расчет технико-экономических показателей станций 53
5.4Анализ конкурентоспособности проектируемой КЭС -500МВт с поставщиками электроэнергии от других станций вЮжном регионе 56
Заключение 58
Перечень сокращений 59
Перечень терминов 60
Список литературы 62
Приложение А Расчёт короткого замыкания в программе RASTR 63

Введение

Проектируемая станция является электрической станцией районного типа. Конденсационная станция будет сооружена в Южном регионе Казахстана. В качестве основного топлива используется природный газ, в качестве резервного - мазут. Поставка основного топлива реализуется от Амангельдинского месторождения, Бухарского газа из Узбекистана. Установленная мощность электростанции 500 МВт.

Станция предназначена для выдачи мощности в энергосистему на напряжение 500 кВ и обеспечение промышленных потребителей на напряжении 220 кВ. Агрегаты работают по блочной схеме: котел - турбина - генератор.

Строящаяся станция предназначена для ликвидации дефицита электрической энергии в Южном регионе Казахстана и экспорта её в другие регионы.

1 Электрическая часть

1.1 Выбор турбогенераторов и структурных схем

В соответствии с исходными данными принимаю к установке турбогенератор типа ТГВ-100-2УЗ со следующими характеристиками:

$$P_{ном} = 100 \text{ МВт},\ S_{ном} = 117 \quad \text{МВА},\ cos\varphi = 0{,}85,$$

$$N = 3000 \text{ об/мин},\ x'_d = 0{,}19,\ U_{ном} = 15{,}75 \text{ кВ}.$$

Для определения перетоков мощностей и построения графиков нагрузки трансформаторов необходимо разработать варианты структурных схем. В дипломной работе рассматриваем две структурные схемы представленные на рисунках 1.1 и 1.2.

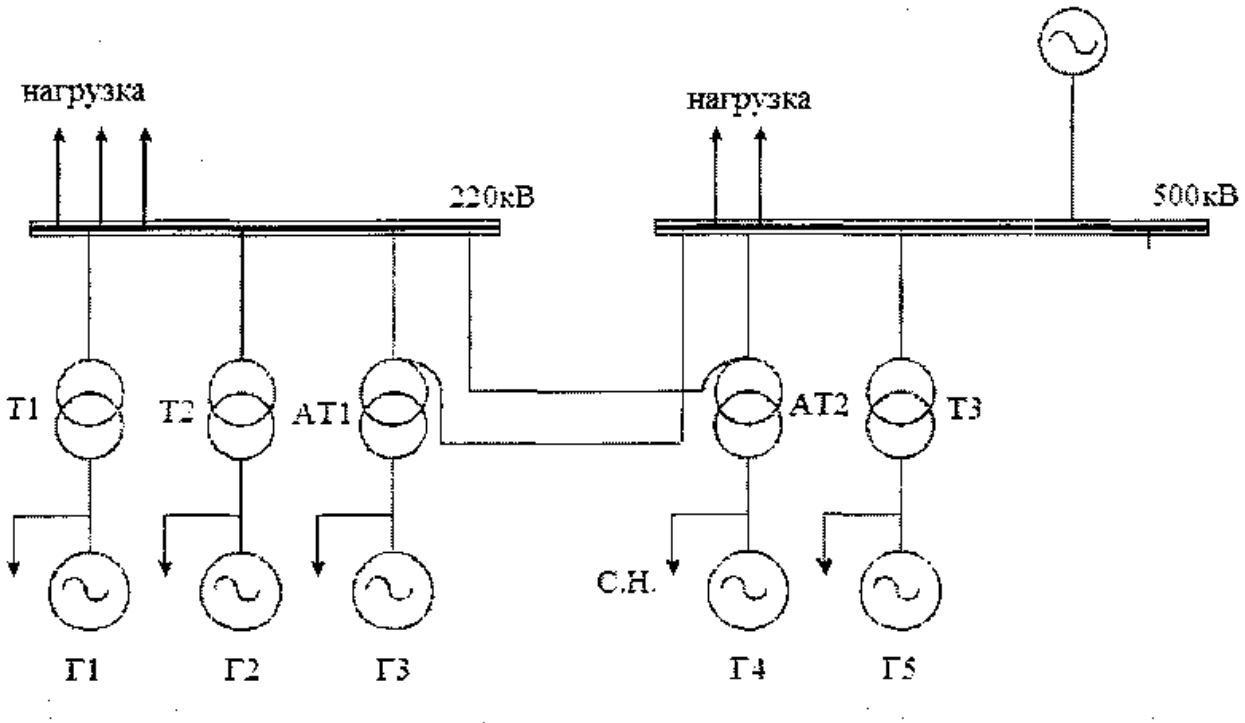


Рисунок 2.1 - Структурная схема КЭС для вариант 1

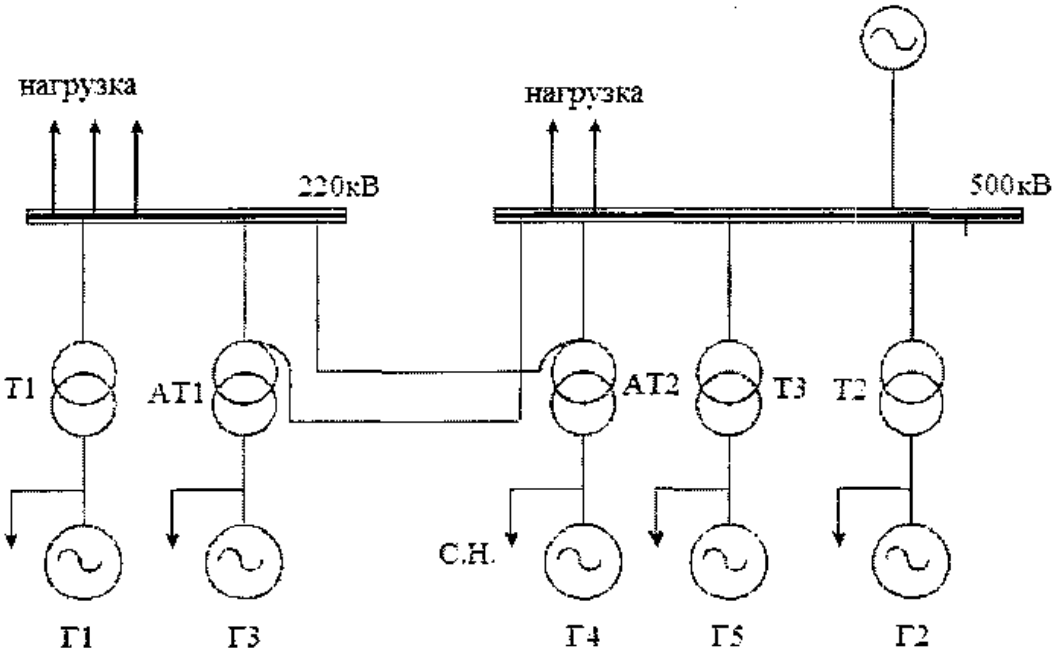


Рисунок 1.2 - Структурная схема КЭС для вариант 2

1.2 Построение суточных графиков нагрузки. Определение баланса мощностей

Для выбора числа и мощности трансформаторов и выполнения технико-экономических расчетов по определению наиболее целесообразного варианта структурой схемы необходимо построение суточных графиков нагрузки трансформаторов.Эти графики строятся для каждого варианта структурной схемы для зимнего и летнего периодов в нормальном и возможных аварийных режимах, а также для режима длительного отключения на ремонт одного из трансформаторов. График выдачи мощности в энергосистему получают как разность генерируемой мощности с шин станции с учетом потребления на собственные нужды.

$$S_{выд.сис.(t)} = S_{ген.(t)} - S_{потреб.(t)} - S_{с.н.(t)}, \qquad (1.1)$$

где $S_{(t)} = P_{(t)} + i \cdot Q_{(t)}$.

При переменном графике выработки электроэнергии электростанцией расход мощности на ее собственные нужды можно определить по следующему выражению:

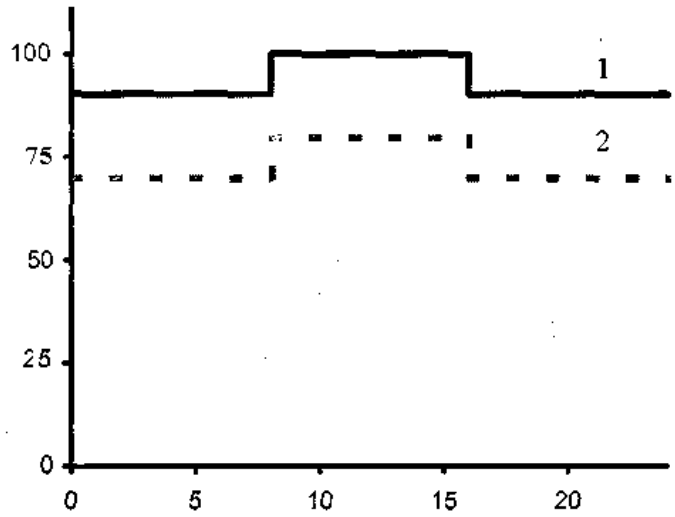
$$P_{с.н.} = (0{,}4 + 0{,}6\frac{P_i(t)}{P_{уст.}}) \cdot P_{с.н.max.}, \qquad (1.2)$$

где P_i (t) - мощность, отдаваемая с шин станции за время, МВт;

$P_{уст}$ - установленная мощность станции, МВт;

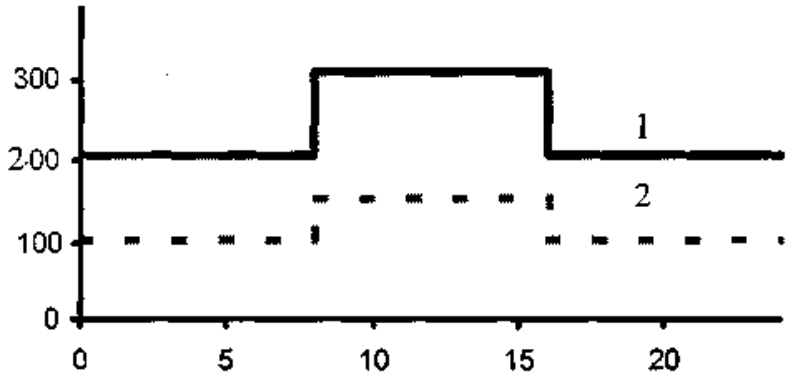
$P_{с.н.\ max}$ - максимальная мощность собственных нужд, определяемая с учетом типа станции и вида топлива.

Используя графики представленные на рисунках 1.3 и 1.4, составляем баланс мощностей для вариантов 1 и 2. Баланс мощностей будет представлен в виде таблиц.



1 - зимний график; 2 - летний график

Рисунок 1.3 - График выработки мощности генераторами КЭС



1 - зимний график; 2 - летний график

Рисунок 1.4 - График нагрузки на 220 кВ

Таблица 1.1 - Баланс мощностей для варианта 1

№	Определяемый параметр	Период	Часы		
			0-8	8-18	18-24
1	Выработка мощности Г-1,Г-2 и Г-ЗМВт	Зима Лето	180 140	200 160	180 140
2	Нагрузка с.н. каждого из генераторов Г-1, Г-2 и Г-3,МВт	Зима Лето	9,4 8,2	10 8,8	9,4 8,2
3	Загрузка каждаго из трансформаторов Т-I.Т-2/Г-5,МВт	Зима Лето	170,6 131,8	190 151,2	170,6 131,8
4	Нагрузка на 220 кВ, МВт	Зима Лето	208 106	310 157	208 106
5	Загрузка обмоток 15,75 кВ АТ-1,МВт	Зима Лето	170,6 131,8	190 151,2	170,6 131,8
6	Загрузка обмотки 220 кВ АТ-1,МВт	Зима Лето	66,8 42,4	130 54,6	66,8 42,4
7	Загрузка обмотки 500 кВ АТ-1,МВт	Зима Лето	103,8 89.4	60 96,6	103,8 89,4
8	Загрузка обмоток 15,75 кВ АТ-2, МВт	Зима Лето	170,6 131,8	190 151,2	170,6 131,8
9	Загрузка обмотки 220 кВ АТ-2, МВт	Зима Лето	0	0	0
10	Загрузка обмотки 500 кВ АТ-2, МВт	Зима Лето	170.6 131,8	190 151,2	170,6 131,8

Таблица 1.2 - Баланс мощностей для варианта 2

№	Определямый параметр	Период	Часы		
			0-8	8-18	18-24
1	Выработка мощности Г-1 ,Г-2 ...Г-5,МВт	Зима Лето	180 140	200 160	180 140
2	Нагрузка с.н. каждого из генераторов Г-1, Г-2...Г-5, МВт	Зима Лето	9,4 8,2	10 8,8	9,4 8,2
3	Загрузка каждаго из трансформаторов Т-1, Т-2/Г-3 ...Т-5,МВт	Зима Лето	170,6 131,8	190 151,2	170,6 131,8
4	Нагрузка на 220 кВ, МВт	Зима Лето	208 106	310 157	208 106
6	Переток мощности с 220 кВ на 500 кВ ч/з АТ, МВт	Зима Лето	103,8 89,4	60 96,6	103,8 89,4

1.3 Выбор трансформаторов связи

Выбор трансформаторов (автотрансформаторов) заключается в выборе типа, количества, номинальной мощности и номинального коэффициента трансформации, которые определяются величиной перетока мощности в нормальном и аварийном режимах с учетом категоричности потребителей,

питающихся от сборных шин РУ электростанции, а также аварийного резерва мощности в энергосистеме, принимаемого равным 10 - 12 % от установленной мощности генераторов.

Для первого варианта рассматриваем следующие аварийные режимы:

а) Отключение любого из блоков, например Г-1 - Т-1. В этом случае максимальная загрузка обмотки 220 кВ на АТ-2 составит: 210-2-(100-10) = 108 МВт;

б) Режим выдачи наибольшей мощности. В этом случае нагрузка обмотки на 500 кВ АТ-1 составит:

$$P_{АТ-1} = (600 - 30) - 357 = 213 \text{ МВт}.$$

Выбор трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3, Т-4, Т-5 для первого варианта:

а) По условию нормального режима

$$S_{T-1,T-7} \geq \frac{190}{0{,}8} = 237{,}5MBA\,.$$

Принимаем к установке трансформаторы ТДЦ - 125000/500 и ТДЦ - 125000/220, паспортные данные которых указаны в таблице 1.3 и таблице 1.4.

Таблица 1.3 - Паспортные данные трансформатора ТДЦ - 125000/500

$S_{ном}$, МВА	Напряжение обмоток, кВ		$U_к$, %	Потери, кВт		$I_{хх}$,%
	ВН	НН	ВН-НН	$P_х$	$P_к$	
125	525	15,75	13	105	290	0,45

Таблица 1.4 - Паспортные данные трансформатора ТДЦ - 125000/220

$S_{ном}$, VBA	Напряжение обмоток, кВ		$U_к$, %	Потери, кВт		$I_{хх}$,%
	ВН	НН	ВН-НН	Рх	$P_к$	
125	242	15,75	11	107	300	0,5

Выбор трансформатора АТ-1 и АТ-2 для первого варианта

Для этого в первую очередь определим мощность трансформатора, исходя из того, что мощность генератора равна 200 МВт.Известно, что обмотка низшего напряжения рассчитывается на типовуюмощность автотрансформатора

$$S_{НН} = S_{ТИП} = k_{выг} \cdot S_{ном}\,, \qquad (2.3)$$

где $k_{выг} = (U_{ВН} - U_{НН}) / U_{ВН}$ - коэффициент выгодности;

$S_{ном}$- номинальная мощность автотрансформатора, МВА.

$$k_{выг} = (500 - 220) / 500 = 0{,}56.$$

Соответственно мощность автотрансформатора в блоке с генератором составляет:

$$S_{ном} = S_{Г} / (\cos\varphi \cdot k_{выг}) = 200 / (0{,}8 \cdot 0{,}56) = 446{,}4 \text{ МВА}.$$

а) По условию нормального режима для АТ-1 и АТ-2

$$S_{АТ-1..АТ-2} \geq \frac{190}{0{,}8} = 237{,}5 МВА;$$

б) По условию выдачи наиболыпей мощности для АТ-1

$$S_{АТ-1,АТ-2} \geq \frac{213}{0{,}8} = 266{,}25 МВА;$$

в) При отключений одного из блоков для АТ-2

$$S_{АТ-1,АТ-2} \geq \frac{130}{0{,}8} = 162{,}5 МВА.$$

Принимаем к установке два трансформатора АОДЦТН - 167000/500/220, паспортные данные которых указаны в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Паспортные данные трансформатора АОДЦТН - 167000/500/220

$S_{ном}$ МВА	Напряжение обмоток, кВ			Uk, %			Потери, кВт		Iхх, %
	ВН	СН	НН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН	РХХ	РКЗ	
167	500	230	15,75	11	35	21,5	90	315	0,25

Для данного второго варианта рассматриваем следующие аварийные режимы:

а) Отключение любого из блоков, например Г-3 - Т-3. В этом случае максимальная загрузка обмотки 220 кВ на АТ составит:

$$310\text{-}2 \cdot (100\text{-}10) = 130 \text{ МВт};$$

б) Режим выдачи наибольшей мощности. В этом случае загрузка обмотки на 220 кВ АТ составит:

P_{AT}=(300-15)-157 = 128 МВт.

Выбор трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3, Т-4, Т-5 для второго варианта. Выбор трансформаторов Т-1....Т-5 по условию нормального режима

$$S_{T-1,T-9} \geq \frac{100-100\cdot 0,05}{0,8} = 118,7 \ MBA.$$

Принимаем к установке трансформаторы ТДЦ - 125000/500 и ТДЦ - 125000/220, паспортные данные которых указаны в таблице 1.6 и в таблице 1.7.

Таблица 1.6 - Паспортные данные трансформатора ТДЦ - 125000/500

$S_{ном}$ МВА	Напряжение обмоток, кВ		Uk%	Потери, кВт		Ixx, %
	ВН	НН	ВН-НН	Рх	Рк	
125	525	15,75	13	205	290	0,45

Таблица 1.7 - Паспортные данные трансформатора ТДЦ - 125000/220

$S_{ном}$ МВА	Напряжение обмоток, кВ		Uk%	Потери, кВт		Ixx, %
	ВН	НН	ВН-НН	Рх	Рк	
125	242	15,75	11	207	300	0,5

Выбор трансформатора АТ второго варианта

а) По условию нормального режима

$$S_{AT} \geq \frac{103,8}{0,8} = 129,75 MBA;$$

б) По условию выдачи наибольшей мощности

$$S_{AT} \geq \frac{213}{0,8} = 266,25 MBA;$$

в) При отключений одного из блоков

$$S_{AT} \geq \frac{142}{0,8} = 162,5 MBA.$$

Принимаем к установке трансформатор АОДЦТН - 167000/500/220, паспортные данные которого указаны в таблице 1.8.

Таблица 1.8 - Паспортные данные трансформатора АОДЦТН - 167000/500/220

$S_{ном}$ МВА	Напряжение обмоток, кВ			Uk%			Потери, кВт		$I_{хх}$, %
	ВН	СН	НН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН	$P_х$	$P_к$	
167	500	230	15,75	11	35	21,5	90	315	0,25

1.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Вариант 1.

Мощность необходимая для потребителей собственных нужд определяется из выражения:

$$S_{CH} = \frac{P_{CH}\% \cdot P}{100} \cdot K_C, \qquad (2.5)$$

где $P_{сн}$% - мощность собственных нужд,%;

P - установленная мощность станций, МВт;

$K_с$ - коэффициент спроса, берется из [6].

Подставляя значение получим

$$S_{CH} = \frac{5 \cdot 500}{100} 0{,}8 \cdot 0{,}85 = 17 \text{ МВА}.$$

Рабочее трансформаторы собственных нужд присоединяются к шинам ГРУ. Их мощность выбираем по условию:

$$S_{ном} = \frac{S_{CH}}{n}, \qquad (2.6)$$

где $S_{СН}$ - мощность собственных нужд станции, МВА;

n - число секций 15,75 кВ.

Подставляя значение получим

$$S_{ном} = \frac{17}{5} = 3{,}4 \text{ МВА}.$$

Выбираем пять трансформаторов ТДНС - 4000/15,75, паспортные данные приведены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 - Паспортные данные трансформатора ТДНС - 4000/15,75

$S_{ном}$, кВА	Напряжение обмоток, кВ		Uk, %	Потери, кВт		$I_{хх}$, %
	ВН	НН		Рх	$Р_к$	
4000	15,75	6,3	8	12	60	0,75

Пуско-резервный трансформатор собственных нужд подключается к РУ 220 кВ. Паспортные данные приведены в таблице 1.10.

Таблица 1.10 - Паспортные данные трансформатора ТРДН - 32000/220

$S_{ном}$, кВА	Напряжение обмоток, кВ		Uk, %	Потери, кВт		$I_{хх}$, %
	ВН	НН		Рх	Рк	
32000	230	6,6	12	53	167	0,9

Вариант II.

Аналогично варианту 1 в качестве рабочих и резервного ТСН выбираем трансформаторы ТДНС - 4000/15,75. Количество рабочих ТСН равно числу блоков - 5, они подключены к ответвлению от генераторов данного блока.

Пуско-резервный трансформатор подключается на ответвлении от трансформатора связи. В качестве резервного ТСН выбираем трансформатор ТРДН - 32000/220.

Резервный трансформатор собственных нужд подключается к РУ 220 кВ. Паспортные данные приведены в таблице 1.11.

Таблица 1.11 - Паспортные данные трансформатора ТРДН - 32000/220

Sном, кВА	Напряжение обмоток, кВ		Uk%	Потери, кВт		$I_{хх}$, %
	ВН	НН		$Р_х$	$Р_к$	
32000	230	6,6	12	53	167	0,9

1.5 Расчет годовых потерь энергии в трансформаторах

Географический район расположения станции - Южный регион Казахстана: зима-182 суток (Дз), лето-183 суток (Дл), годовая эквивалентнаятемпература - +15 С. Удельная стоимость потерь энергии в стали -15 тг/кВт ч; в меди - 20 тг/кВт ч. (Данные департамента ПТО КЕООС на апрель 2016 г.).

а) Для первого варианта

Трансформатор ТДЦ - 125000/500

Годовые потери энергии в стали:

$$\Delta P_к = 205 \text{ кВт}, \Delta P_х = 590 \text{ кВт},$$

$$\Delta W_{ст} = \Delta P_{хх} \cdot 24 \cdot (N_з + N_л) = 590 \cdot 24 \cdot (200 + 165) = 5168{,}4 \cdot 10^3 \ кВт \cdot ч .$$

Годовые потери энергии в меди:

$$\Delta W_M = P_K \cdot N_З \sum_{i=1}^{n} (\frac{S_i}{S_{HOM}})^2 \Delta t_i + P_K \cdot N_Л \sum_{j=1}^{m} (\frac{S_j}{S_{HOM}})^2 \Delta t_j =$$

$$= 205 \cdot 200 \left[(\frac{170,6}{250})^2 \cdot 14 + (\frac{190}{250})^2 \cdot 10 \right] + 205 \cdot 165 \left[(\frac{131,8}{250})^2 \cdot 14 + (\frac{151,2}{250})^2 \cdot 10 \right] =$$

$$= 759,5 \cdot 10^3 \, кВт \cdot ч.$$

Трансформатор ТДЦ - 125000/220 Годовые потери энергии в стали:

$\Delta P_к = 207$ кВт, $\Delta P_х = 600$ кВт.

$$\Delta W_{ст} = \Delta P_{хх} \cdot 24 \cdot (N_З + N_Л) = 600 \cdot 24 \cdot (200 + 165) = 5256 \cdot 10^3 \, кВт \cdot ч \, .$$

Годовые потери энергии в меди:

$$\Delta W_M = P_K \cdot N_З \sum_{i=1}^{n} (\frac{S_i}{S_{HOM}})^2 \Delta t_i + P_K \cdot N_Л \sum_{j=1}^{m} (\frac{S_j}{S_{HOM}})^2 \Delta t_j =$$

$$= 207 \cdot 200 \left[(\frac{170,6}{250})^2 \cdot 14 + (\frac{190}{250})^2 \cdot 10 \right] + 207 \cdot 165 \left[(\frac{131,8}{250})^2 \cdot 14 + (\frac{151,2}{250})^2 \cdot 10 \right] =$$

$$= 766,9 \cdot 10^3 \, кВт \cdot ч.$$

Трансформатор АОДЦТН- 167000/500/220 (Трансформатор АТ-1)
Годовые потери энергии в стали:

$\Delta P_{к.\,В\text{-}С} = 315$ кВт, $\Delta P_{к.\,В\text{-}Н} = 280$ кВт, $\Delta P_{к.\,С\text{-}Н} = 250$ кВт, $\Delta P_х = 90$ кВт,

$$\Delta W_{ст} = \Delta P_{хх} \cdot 24 \cdot (N_З + N_Л) = 3 \cdot 90 \cdot 24 \cdot (200 + 165) = 2365,2 \cdot 10^3 \, кВт \cdot ч \, ,$$

$\Delta P_{к.\,В} = 205,33$ кВт, $\Delta P_{к.\,С} = 109,67$ кВт, $\Delta P_{к.\,Н} = 687,5$ кВт.

Годовые потери энергии в меди:

$$\Delta W_{М.В} = P_K \cdot N_З \sum_{i=1}^{n} (\frac{S_i}{S_{HOM}})^2 \Delta t_i + P_K \cdot N_Л \sum_{j=1}^{m} (\frac{S_j}{S_{HOM}})^2 \Delta t_j =$$

$$= 3 \cdot 205,33 \cdot 200 \left[(\frac{130,8}{500})^2 \cdot 14 + (\frac{60}{500})^2 \cdot 10 \right] + 3 \cdot 205,33 \cdot 165 \left[(\frac{89,4}{500})^2 \cdot 14 + (\frac{96,6}{500})^2 \cdot 10 \right] =$$

$$= 219,2 \cdot 10^3 \, кВт \cdot ч,$$

$$\Delta W_{M.C} = P_K \cdot N_З \sum_{i=1}^{n} (\frac{S_i}{S_{HOM}})^2 \Delta t_i + P_K \cdot N_Л \sum_{j=1}^{m} (\frac{S_j}{S_{HOM}})^2 \Delta t_j =$$

$$= 3 \cdot 109{,}67 \cdot 200 \left[(\frac{66{,}8}{500})^2 \cdot 14 + (\frac{130}{500})^2 \cdot 10 \right] + 3 \cdot 109{,}67 \cdot 165 \left[(\frac{42{,}4}{500})^2 \cdot 14 + (\frac{54{,}6}{500})^2 \cdot 10 \right] =$$

$$= 72{,}86 \cdot 10^3 \, кВт \cdot ч,$$

$$\Delta W_{M.H} = P_K \cdot N_З \sum_{i=1}^{n} (\frac{S_i}{S_{HOM}})^2 \Delta t_i + P_K \cdot N_Л \sum_{j=1}^{m} (\frac{S_j}{S_{HOM}})^2 \Delta t_j =$$

$$= 3 \cdot 687{,}5 \cdot 200 \left[(\frac{170{,}6}{500})^2 \cdot 14 + (\frac{190}{500})^2 \cdot 10 \right] + 3 \cdot 687{,}5 \cdot 165 \left[(\frac{131{,}8}{500})^2 \cdot 14 + (\frac{151{,}2}{500})^2 \cdot 10 \right] =$$

$$= 1783{,}7 \cdot 10^3 \, кВт \cdot ч,$$

$$\Delta W_M = (219{,}2 + 72{,}86 + 1910) \cdot 10^3 = 2202 \cdot 10^3 \quad кВт \cdot ч.$$

Трансформатор АОДЦТН- 167000/500/220 (Трансформатор АТ-2)
Годовые потери энергии в стали:

$\Delta P_{к.\,В\text{-}С}$ =315 кВт, $\Delta P_{к.\,В\text{-}Н}$ =280 кВт, $\Delta P_{к.\,С\text{-}Н}$ =250 кВт, ΔP_x =90 кВт,

$$\Delta W_{ст} = \Delta P_{xx} \cdot 24 \cdot (N_З + N_Л) = 3 \cdot 90 \cdot 24 \cdot (200 + 165) = 2365{,}2 \cdot 10^3 \, кВт \cdot ч,$$

$\Delta P_{к.\,В} = 205{,}33$ кВт, $\Delta P_{к.\,С} = 109{,}67$ кВт, $\Delta P_{к.\,Н} = 687{,}5$ кВт.

Годовые потери энергии в меди:

$$\Delta W_{M.ВН} = P_K \cdot N_З \sum_{i=1}^{n} (\frac{S_i}{S_{HOM}})^2 \Delta t_i + P_K \cdot N_Л \sum_{j=1}^{m} (\frac{S_j}{S_{HOM}})^2 \Delta t_j =$$

$$= 3 \cdot 205{,}33 \cdot 200 \left[(\frac{164{,}96}{500})^2 \cdot 14 + (\frac{184}{500})^2 \cdot 10 \right] + 3 \cdot 205{,}33 \cdot 165 \left[(\frac{126{,}88}{500})^2 \cdot 14 + (\frac{145{,}92}{500})^2 \cdot 10 \right] =$$

$$= 532{,}77 \cdot 10^3 \, кВт \cdot ч.$$

Так как по обмотке низкого напряжения мощность не протекает, потери в обмотке принимаем равным нулю, тогда

$$\Delta W_{M.H} = P_K \cdot N_З \sum_{i=1}^{n} (\frac{S_i}{S_{HOM}})^2 \Delta t_i + P_K \cdot N_Л \sum_{j=1}^{m} (\frac{S_j}{S_{HOM}})^2 \Delta t_j =$$

$$= 3 \cdot 687{,}5 \cdot 200 \left[(\frac{164{,}96}{500})^2 \cdot 14 + (\frac{184}{500})^2 \cdot 10 \right] + 3 \cdot 687{,}5 \cdot 165 \left[(\frac{126{,}88}{500})^2 \cdot 14 + (\frac{145{,}92}{500})^2 \cdot 10 \right] =$$

$$= 1783{,}7 \cdot 10^3 \, кВт \cdot ч,$$

$$\Delta W_M = (532{,}77 + 1783{,}7) \cdot 10^3 = 2316{,}5 \cdot 10^3 \quad кВт \cdot ч;$$

б) Для второго варианта

Трансформатор ТДЦ - 125000/500 Годовые потери энергии в стали:

$$\Delta P_к = 205 \text{ кВт}, \Delta P_х = 590 \text{ кВт},$$

$$\Delta W_{ст} = \Delta P_{хх} \cdot 24 \cdot (N_З + N_Л) = 590 \cdot 24 \cdot (200 + 165) = 5168{,}4 \cdot 10^3 \ кВт \cdot ч .$$

Годовые потери энергии в меди:

$$\Delta W_М = P_К \cdot N_З \sum_{i=1}^{n} (\frac{S_i}{S_{НОМ}})^2 \Delta t_i + P_К \cdot N_Л \sum_{j=1}^{m} (\frac{S_j}{S_{НОМ}})^2 \Delta t_j =$$

$$= 205 \cdot 200 \left[(\frac{170{,}6}{250})^2 \cdot 14 + (\frac{190}{250})^2 \cdot 10 \right] + 205 \cdot 165 \left[(\frac{131{,}8}{250})^2 \cdot 14 + (\frac{151{,}2}{250})^2 \cdot 10 \right] =$$

$$= 759{,}5 \cdot 10^3 кВт \cdot ч.$$

Трансформатор ТДЦ - 125000/220 Годовые потери энергии в стали:

$$\Delta P_к = 207 \text{ кВт}, \Delta P_Х = 600 \text{ кВт},$$

$$\Delta W_{ст} = \Delta P_{хх} \cdot 24 \cdot (N_З + N_Л) = 600 \cdot 24 \cdot (200 + 165) = 5256 \cdot 10^3 \ кВт \cdot ч .$$

Годовые потери энергии в меди:

$$\Delta W_М = P_К \cdot N_З \sum_{i=1}^{n} (\frac{S_i}{S_{НОМ}})^2 \Delta t_i + P_К \cdot N_Л \sum_{j=1}^{m} (\frac{S_j}{S_{НОМ}})^2 \Delta t_j =$$

$$= 207 \cdot 200 \left[(\frac{170{,}6}{250})^2 \cdot 14 + (\frac{190}{250})^2 \cdot 10 \right] + 207 \cdot 165 \left[(\frac{131{,}8}{250})^2 \cdot 14 + (\frac{151{,}2}{250})^2 \cdot 10 \right] =$$

$$= 766{,}9 \cdot 10^3 кВт \cdot ч.$$

Трансформатор АОДЦТН - 167000/500/220 (Трансформатор АТ)
Годовые потери энергии в стали:

$$\Delta P_{к.\ В\text{-}С} = 315 \text{ кВт}, \Delta P_{к.\ В\text{-}Н} = 280 \text{ кВт}, \Delta P_{к.\ С\text{-}Н} = 250 \text{ кВт}, \Delta P_Х = 90 \text{ кВт},$$

$$\Delta W_{ст} = \Delta P_{хх} \cdot 24 \cdot (N_З + N_Л) = 3 \cdot 90 \cdot 24 \cdot (200 + 165) = 2365{,}2 \cdot 10^3 \ кВт \cdot ч ,$$

$$\Delta P_{к.\ В} = 205{,}33 \text{ кВт}, \Delta P_{к.\ С} = 109{,}67 \text{ кВт}, \Delta P_{к.\ Н} = 687{,}5 \text{ кВт}.$$

Годовые потери энергии в меди:

$$\Delta W_{M.B} = P_K \cdot N_З \sum_{i=1}^{n} (\frac{S_i}{S_{HOM}})^2 \Delta t_i + P_K \cdot N_Л \sum_{j=1}^{m} (\frac{S_j}{S_{HOM}})^2 \Delta t_j =$$

$$= 3 \cdot 205{,}33 \cdot 200 \left[(\frac{130{,}8}{500})^2 \cdot 14 + (\frac{60}{500})^2 \cdot 10 \right] + 3 \cdot 205{,}33 \cdot 165 \left[(\frac{89{,}4}{500})^2 \cdot 14 + (\frac{96{,}6}{500})^2 \cdot 10 \right] =$$

$$= 219{,}2 \cdot 10^3 \, кВт \cdot ч,$$

$$\Delta W_{M.C} = P_K \cdot N_З \sum_{i=1}^{n} (\frac{S_i}{S_{HOM}})^2 \Delta t_i + P_K \cdot N_Л \sum_{j=1}^{m} (\frac{S_j}{S_{HOM}})^2 \Delta t_j =$$

$$= 3 \cdot 109{,}67 \cdot 200 \left[(\frac{130{,}88}{500})^2 \cdot 14 + (\frac{60}{500})^2 \cdot 10 \right] + 3 \cdot 109{,}67 \cdot 165 \left[(\frac{89{,}4}{500})^2 \cdot 14 + (\frac{96{,}6}{500})^2 \cdot 10 \right] =$$

$$= 117{,}2 \cdot 10^3 \, кВт \cdot ч.$$

Так как по обмотке низкого напряжения мощность не протекает, потери в обмотке принимаем равным нулю.

$$\Delta W_M = (219{,}2 + 117{,}2) \cdot 10^3 = 336{,}4 \cdot 10^3 \, кВт \cdot ч \, .$$

1.6 Технико - экономическое сравнение вариантов

Для каждого из сравниваемых вариантов выбора трансформаторов намечается наиболее целесообразная схема электрических соединений РУ на всех напряжениях.

Экономическая целесообразность схемы определяется минимальными приведёнными затратами:

$$З = P_Н \cdot К + U + У \, , \tag{1.7}$$

где К - капиталовложение на сооружения электроустановки, тыс. тг;

$P_н$ = 0,12 - нормативный коэффициент экономической эффективности;

U - годовые эксплуатационные издержки, тыс. тг/год;

У - ущерб от недоотпуска электроэнергии, тыс. тг/год.

Определить стоимости трансформаторов можно по выражению:

$$K_{тр.расч} = \alpha \cdot K_{тр.завод} \, , \tag{1,8}$$

где $К_{тр. расч.}$ - заводская стоимость трансформаторов;

α - коэффициент, учитывающий стоимость ошиновки, аппаратов грозозащиты, заземления, контрольных кабелей до щита управления, строительных и монтажных работ, а также материалов.

Годовые эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$U = U_a + U_0 + U_{пот}, \tag{1,9}$$

где $U_a + U_0 = [(P_a + P_0)/100] \cdot K$ - потери на амортизацию и обслуживание;

$P_a + P_0$ — соответствующие отчисления в %;

$U_{пот}$ - издержки связанные с потерями электроэнергии в проектируемой электростанции за год.

$$U_{пот} = \beta \cdot \Delta W, \tag{1,10}$$

где β — стоимость 1 кВт*ч потерь электроэнергии, тг/кВт-ч;

ΔW - потери электроэнергии в элементах схемы, кВт-ч.

Для упрощения расчетов повторяющиеся в вариантах элементы могут не учитываться. Сравнение приводим в табличной форме.

Таблица 1.12 - Подсчет капитальных вложений

Наименование элемента	Расчетн. стоим. единицы, тыс. руб	1 вариант		2 вариант	
		Кол-во ед., шт	Сумма тыс. руб	Кол-во ед., шт	Сумма тыс. руб
1. Трансформатор ТДЦ-125000/500	335	5	1675		
2. Трансформатор ТДЦ-125000/220	284	2	568		
5. Трансформатор АОДЦТН-167000/500/220	618	2	1236		
1 .Трансформатор ТДЦ-125000/500	335			6	2010
2. Трансформатор ТДЦ-125000/220	284			6	1704
3. Трансформатор АОДЦТН-167000/500/220	618			1	618
Итого			3479		3480
Расчетная стоимость тыс. тенге			13916		13920
(1 российский рубль =	5 тенге на 01.05.2016)				

Таблица 1.13 - Общие капиталовложения

Затраты	1 вариант	2 вариант
Расчетные капиталовложение, К тыс. тенге	13916	13920
Отчисление на амортизацию, Ца+Цо , тыс. тенге	1168,44	1169,28
Стоимость потерь энегрии, Цпот., тыс. тенге	53510	60510
Приведенные миминимальные затраты, 3 тыс. тенге	0,12*13916+1168,44+ +53510 = 56348	0,12*13920+ +1169,28+60510=

$$P_a + P_0 = (6,4+2)\% = 8,4\%.$$

Стоимостъ потерь энергии:

$$U_a = \frac{K \cdot 8.4}{100}; \quad U_{a1} = \frac{13916 \cdot 8.4}{100} = 1168.944, \; U_{a2} = \frac{13920 \cdot 8.4}{100} = 1169.28.$$

$$U_{пот} = \beta_{ст} \cdot \Delta W_{ст} + \beta_{м} \cdot \Delta W_{м}, \; \beta_{ст}=1,5 \text{ тг/кВт·ч}, \; \beta_{м}=2,0 \text{ тг/кВт·ч}.$$

Для варианта 1:

$$\Delta W_{ст} = 5 \cdot 5168,4 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 5256 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 2365,2 \cdot 10^{-3} = 41084,4 \cdot тыс.тг,$$

$$\Delta W_{м} = 2202 + 2316,5 + 2 \cdot 766,9 + 5 \cdot 759,5 = 9849,8 \quad тыс.тг,$$

$$U_{пот} = 1,5 \cdot 41084,4 + 2 \cdot 9849,8 = 81326,2 \quad тыс.тг.$$

Для варианта 2:

$$\Delta W_{ст} = 6 \cdot 5168,4 \cdot 10^{3} + 3 \cdot 5256 \cdot 10^{3} + 2365,2 \cdot 10^{3} = 49143,6 \quad тыс.тг,$$

$$\Delta W_{м} = 6 \cdot 759,5 + 3 \cdot 766,9 + 336,4 = 7194,1 \quad тыс.тг,$$

$$U_{пот} = 1,5 \cdot 49143,6 + 2 \cdot 7194,1 = 88103,6 \quad тыс.тг.$$

Разница в затратах между вариантами 1 и 2 составляет:

$$3\% = \frac{88103,6 - 81326,2}{81326,2} \cdot 100\% = 8,3\% > 5\%.$$

Что позволяет принять, как наиболее экономичный вариант 1.

2 Расчет токов короткого замыкания

Исходные данные для расчета:

$$P_г = 100\ \text{МВт},\ x''_d = 0{,}19,\ U_{ном} = 15{,}75\ \text{кВ},$$

$$S_{ном} = 167MBA, U_{кВ-С} = 11, U_{кВ-Н} = 35, U_{кС-Н} = 21{,}5,$$

$$S_{ном} = 125MBA, U_{кВ-С} = 11, U_{кВ-С} = 13,$$

$$S_б = 1000MBA, x_{уд} = 0{,}28Ом/км, l = 400км,$$

$$S_К = 3000MBA.$$

Схема замещения представлена на рисунке 2.1.
Порядок расчёта:
Расчет будем вести в относительных единицах.

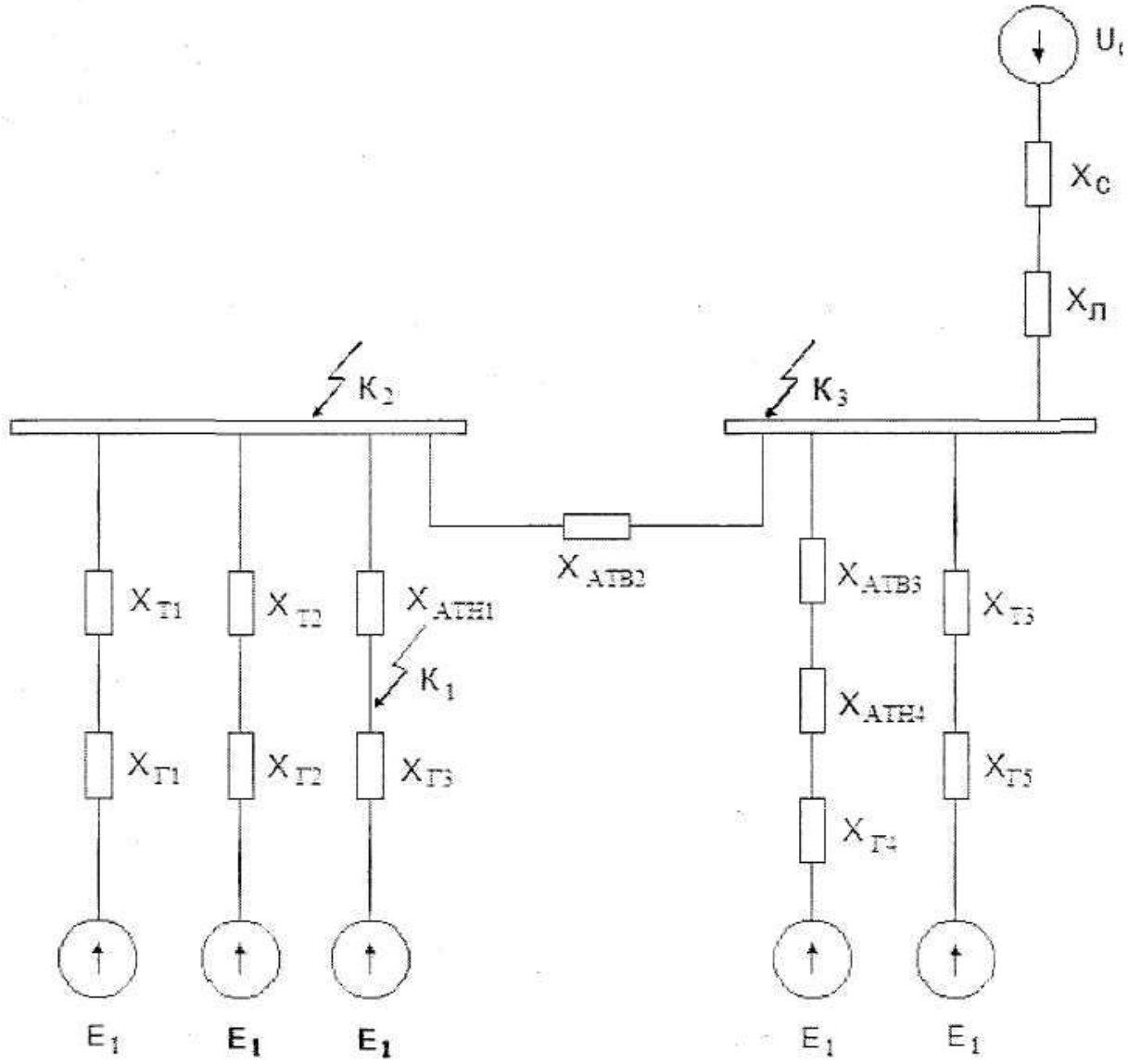


Рисунок 2.1 - Схема замещения

Сопротивление генераторов Г-1 Г-5:

$$X_{Г1} = X_{Г2} = X_{Г3} = X_{Г4} = X_{Г5} = X''_d \frac{S_б}{S_{НОМ}} = 0{,}19 \frac{1000}{235{,}3} = 0{,}807.$$

Э.Д.С. генераторов приму равным ЕД.
Сопротивление трансформаторов Т-1,Т-2,Т-3, Т-4,Т-5:

$$X_{Т1} = X_{Т2} = \frac{U_К}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0{,}44,$$

$$X_{Т3} = X_{Т4} = X_{Т5} = \frac{U_К}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0{,}52.$$

Сопротивление автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2:

$$U_{АТВ1} = U_{АТВ2} = 0{,}5(U_{кВ-Н} + U_{кВ-С} - U_{кС-Н}) = 0{,}5(35 + 11 - 21{,}5) = 12{,}25,$$
$$U_{АТС1} = U_{АТС2} = 0{,}5(U_{кВ-С} + U_{кС-Н} - U_{кВ-Н}) = 0{,}5(11 + 21{,}5 - 35) = 0,$$
$$U_{АТН1} = U_{АТН2} = 0{,}5(U_{кВ-Н} + U_{кС-Н} - U_{кВ-С}) = 0{,}5(35 + 21{,}5 - 11) = 22{,}75,$$
$$X_{АТВ1} = X_{АТВ2} = \frac{U_{АТВ}}{100} \frac{S_б}{S_{НОМ}} = \frac{12{,}25}{100} \frac{1000}{167} = 0{,}733,$$
$$X_{АТН1} = X_{АТН2} = \frac{U_{АТН}}{100} \frac{S_б}{S_{НОМ}} = \frac{22{,}75}{100} \frac{1000}{167} = 1{,}362.$$

Сопротивление двухцепной линий электропередачи:

$$X_Л = \frac{x_{уд} \cdot l}{2} \frac{S_б}{U^2_{ср}} = \frac{0{,}28 \cdot 400}{2} \frac{1000}{15{,}75} = 0{,}211.$$

Сопротивление системы:

$$X_С = \frac{S_б}{S_к} = \frac{1000}{8000} = 0{,}125.$$

К-1:

$$X_{\Sigma 1} = X_{АТВ3} + X_{АТН4} + X_{Г4} = 2{,}902,$$
$$X_{\Sigma 2} = \frac{X_{Г7} + X_{Г8}}{5} = 0{,}6635,$$
$$X_{\Sigma 3} = X_с + X_л = 0{,}336,$$

$$X_{\Sigma 4} = \frac{X_{\Sigma 1} \cdot X_{\Sigma 2}}{X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma 2}} = 0{,}54,$$

$$X_{\Sigma 5} = \frac{X_{\Sigma 4} \cdot X_{\Sigma 3}}{X_{\Sigma 4} + X_{\Sigma 3}} = 0{,}207,$$

$$E_{\Sigma 1} = \frac{E_{\Gamma} X_{\Sigma 3} \cdot E_{c} X_{\Sigma 4}}{X_{\Sigma 3} + X_{\Sigma 4}} = 1{,}042,$$

$$X_{\Sigma 7} = X_{ATB2} + X_{\Sigma 5} = 0{,}94,$$

$$X_{\Sigma 8} = \frac{X_{\Gamma 1} + X_{\Gamma 2}}{2} = 0.6235,$$

$$X_{\Sigma 9} = \frac{X_{\Sigma 8} \cdot X_{\Sigma 7}}{X_{\Sigma 8} + X_{\Sigma 7}} = 0{,}375,$$

$$E_{\Sigma 2} = \frac{E_{\Gamma} X_{\Sigma 7} \cdot E_{\Sigma 1} X_{\Sigma 8}}{X_{\Sigma 7} + X_{\Sigma 8}} = 1{,}077,$$

$$X_{\Sigma 10} = X_{TH3} + X_{\Sigma 9} = 1{,}737,$$

$$X_{\Sigma} = \frac{X_{\Sigma 9} \cdot X_{\Gamma 3}}{X_{\Sigma 9} + X_{\Gamma 3}} = 0{,}55,$$

$$E_{\Sigma} = \frac{E_{\Gamma} X_{\Sigma 10} \cdot E_{\Sigma 2} X_{\Gamma 1}}{X_{\Sigma 10} + X_{\Gamma 1}} = 1{,}01,$$

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср,К-1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15{,}75} = 36{,}6,$$

$$I_{П,О} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} I_{б} = I_{К1} = 67{,}2кА.$$

Аналогично провожу расчеты для остальных точек, результаты расчетов сведены в таблицу 2.1.

$$I_{К2} = 8{,}54кА$$

$$I_{К3} = 3{,}41кА$$

Таблица 2.1 — Результаты расчет токов короткого замыкани

К1	К2	К3
67,2 кА	8,54 кА	3,41 кА

3 Выбор схемы электрических соединений РУ всех напряжений

3.1 Выбор схемы ОРУ - 500 кВ

Для ОРУ - 500 кВ применяют следующие типы схем электрических соединений:

а) схема с двумя системами шин и тремя выключателями на две цепи (3/2);

б) схема с двумя системами шин и четырьмя выключателями на три цепи (4/3).

Выбор схемы ОРУ - 500 кВ производим на основании количества присоединений и надёжности. При запуске первой очереди будут сданы в эксплуатацию две линии связи с системой и однофазная группа трансформаторов связи с генератором присоединённым к обмотке низкого напряжения. Общее число присоединений равно трём.

Намечаем два варианта схем:

а) вариант 1 - схема "3/2" рисунок 3.1;

б) вариант 2 - схема "4/3" рисунок 3.2.

Сравнение производим по укрупнённой стоимости ячейки ОРУ, так как она является наиболее дорогой по сравнению с другими электрическими аппаратами ОРУ.

Стоимость ячейки ОРУ - 500 кВ равна 3400 тыс. тг. В варианте №1 общая стоимость составляет 7200 тыс. тг. В варианте №2 общая стоимость еоставляет 4800 тыс. тг.

Достоинства схемы "3/2":

а) высокая надёжность схемы и гибкость;

б) при ревизии любого выключателя все присоединения остаются вработе;

в) использование разъединителей только для ремонтных работ;

г) при одинаковом числе источников питания и линий работа всехцепей сохраняется даже при отключении обеих систем шин.

Недостатки схемы "3/2":

а) отключение к.з. на линии двумя выключателями, что увеличивает общее количество ревизий выключателей;

б) удорожание конструкции ру при нечётном числе присоединений;

в) усложнение цепей релейной защиты;

г) снижение надёжности, если количество линий не соответствует числу трансформаторов.

Достоинства схемы "4/3":

а) имеет те же достоинства что и схема "3/2";

б) наилучшие показатели схемы при неодинаковом числе линий и трансформаторов;

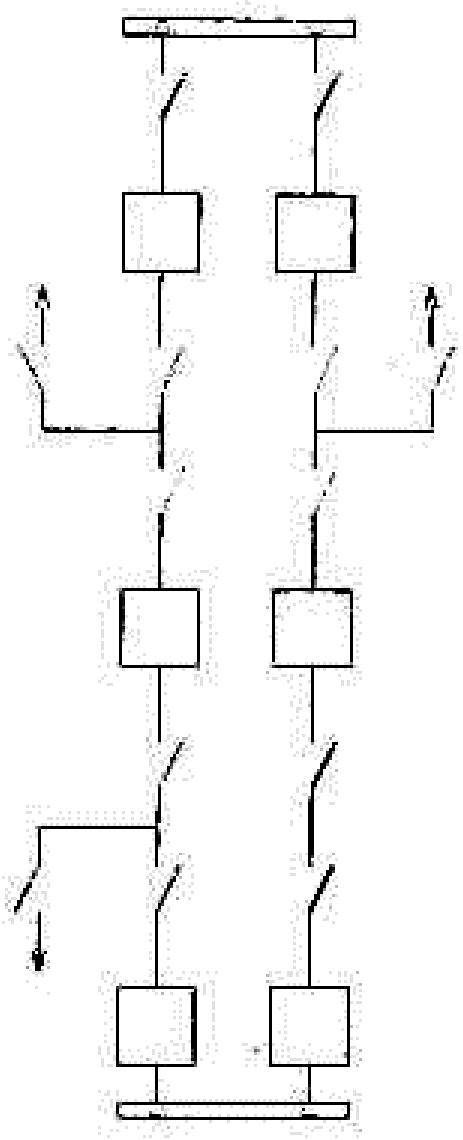
в) схема более экономична;

г) надёжность схемы практически не снижается, если в одной цепочке

будут присоединены две линии и один трансформатор.

Недостатки схемы "4/3" те же что и у схемы "3/2".

Но так в дальнейшем возможно расширение на одно присоединение, то зыбираю схему "3/2", так как для того чтобы расширить схему "4/3" потребуются большие затраты и ещё более усложнённая схема релейной защиты. А так же потому, что ОРУ при схеме "4/3" более сложная.



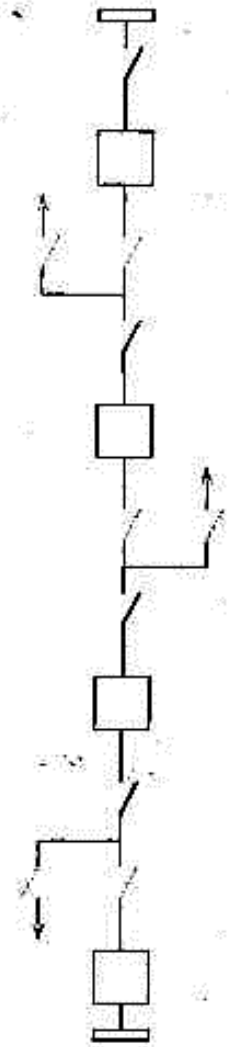


Рисунок 3.1 - Вариант 1 (схема "3/2") Рисунок 3.2 - Вариант 2 (схема "4/3")

3.2 Выбор схемы ОРУ - 220 кВ

Для ОРУ - 220 кВ применяют следующие типы схем электрических соединений:

а) блок трансформатор - линия с выключателем;
б) блок трансформатор - линия с отделителем;
в) мостик с выключателями;
г) кольцевые схемы;

д) кольцевые схемы;

е) схемы с одной рабочей и одной обходной системами шин;

ж) схемы с двумя рабочими и одной обходной системами шин.

Выбор схемы ОРУ - 220 кВ производим на основании количества присоединений и надёжности. Общее число присоединений равно семи. Выбираем схему с двумя рабочими и одной обходной системами сборных шин (рисунок 3.3).

Сравнение производим по укрупнённой стоимости ячейки ОРУ, так как она является наиболее дорогой по сравнению с другими электрическими аппаратами ОРУ.

Стоимость ячейки ОРУ - 220 кВ равна 2800 тыс. тг. В варианте №1 общая стоимость составляет 3420 тыс. тг. В варианте №2 общая стоимость составляет 3420 тыс. тг.

Достоинства схемы с двумя рабочими и одной обходной системами сборных шин:

а) высокая надёжность схемы и гибкость;

б) схема может быть применена на расширяемых кэс;

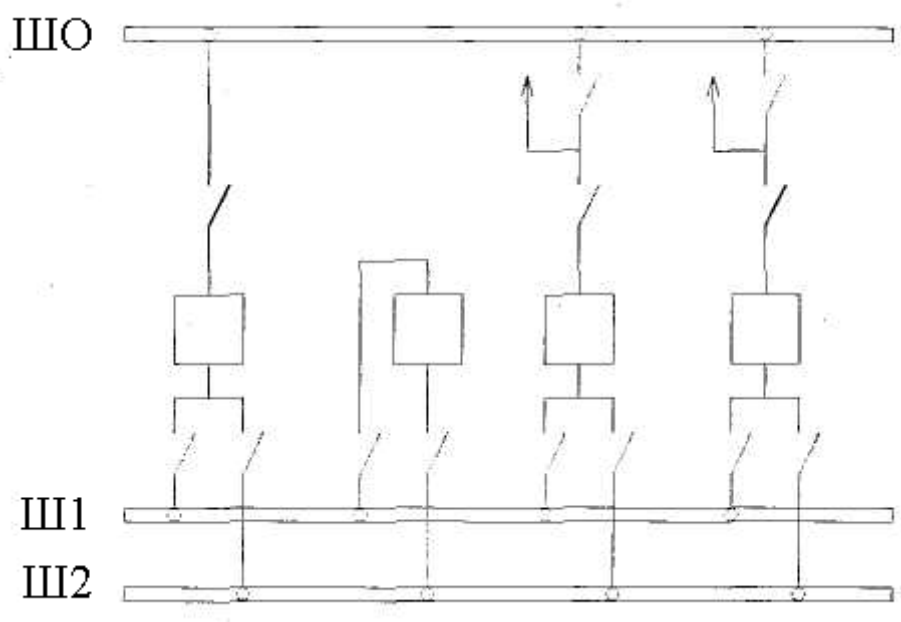


Рисунок 3.3 - Схема с двумя рабочими и одной обходной системами сборных шин

Достоинства схемы с одной рабочей и одной обходной системами шин:

а) Схема достаточна простая и гибкая;

б) схема может быть применена на расширяемых КЭС;

в) Вследствие однотипности и простоты операций с разъединителями снижается аварийность из-за неправильных действий с ними дежурного персонала;

г) Операции с разъединителями необходимы только при выводе присоединения в ремонт в целях обеспечения безопасногопроизводства работ;

Недостатки схемы с одной рабочей и одной обходной системами шин:

а) Для ремонта сборных шин и шинных разъединителей любого присоединения необходимо отключить источники питания;

б) Короткое замыкание на линии приводит к тому, что сборные шины остаются без напряжения;

в) Короткое замыкание на сборных шинах вызывает прекращение электроснабжения потребителей.

3.3 Выбор коммутационных аппаратов и токоведущих частей в цепи генератора

Наибольший ток генератора в нормальном режиме:
Расчетные токи к.з. принимаем для точки к.з. К-1

$$I_{НОМ} = \frac{P_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot \cos\varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 15{,}75 \cdot 0{,}85} = 8{,}625 кА .$$

Наибольший ток послеаварийного или ремонтного режима:

$$I_{max} = \frac{P_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot \cos\varphi \cdot 0{,}95} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 15{,}75 \cdot 0{,}85 \cdot 0{,}95} = 9{,}079 кА .$$

Выбираем выключатель 3AF-1 и разъединитель РВПЗ -1- 20/12500УЗ. Результаты выбора сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 - Расчетные и каталожные данные выключателя 20 кВ

Параметры выключателя 3AF-1	Расчетные значения
$U_{ном}$, кВ = 20	$U_{номсети}$, кВ = 15,75
$I_{ном}$,А = 800	$I_{раб}$,А = 506
$I_{дин}$, кА = 80	$I_{уд}$, кА = 72,4
$I_{отк}$,кА = 40	$I_{п}$,кА = 37,4
$I^2_{тер} \cdot t_{тер}$, $кА^2 \cdot с$ = 1920	B_k, $кА^2 \cdot с$ = 12,7

Таблица 3.2 - Расчетные и каталожные данные разъединителя 20 кВ

Расчётные данные	Разъединитель РВПЗ-1-20/12500УЗ
$U_{Ном}$ = 15,75 кВ $I_{макс}$ = 9079 А $i_у$=186,74 кА $B_к$ = 2122,44 $кА^2$-С	$U_{Ном}$= 15,75 кВ $I_{ном}$ = 12500 А $i_у$=320кА $B_к$=10000

Токоведущие части от выводов генератора до блочного трансформатора, с отпайкой к трансформаторам собственных нужд выполняются шинным мостом [6].

Согласно [6] сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор гтроизводится по допустимому току.

Наиболший ток в цепи генератора $I_{макс}$ = 9079 А. Принимаем шины алюминиевые коробчатого сечения 2[200х90х12] мм^2, $I_{доп}$ = 10500 А.

Проверяем шины на термическую стойкость.

Тепловой импульс тока к.з.:

$$B_K = I_{п,о} \cdot (t_{отк} + T_a) = 67{,}2^2 \cdot (4 + 0{,}26) = 19237{,}5 \quad кА^2 \cdot С .$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{19237{,}5}}{92} \cdot 10^3 = 1507{,}6 \text{ мм}^2,$$

что меньше выбранного 2х216000 мм^2, следовательно, шины термически стойки.

Проверяем шины на механическую прочность.

Швеллеры шин соединены жестко по всей длине сварным швом, тогда момент сопротивления $W_{y0\text{-}y0} = 490 \text{ см}^3$.

Сила взаимодействия между швеллерами:

$$f_n = 0{,}5 \frac{i_y^2}{h} \cdot 10^{-7} = 0{,}5 \frac{(186{,}74 \cdot 10^3)^2}{2{,}25} \cdot 10^{-7} = 775 \quad \text{Н/м.}$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$\sigma_ф \quad \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l^2}{a \cdot W_ф} \cdot i_y^2 = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{2^2}{1{,}3 \cdot 490} \cdot (186{,}74 \cdot 10^3)^2 = 3{,}8 \text{ Мпа},$$

Где l принято 2м, а = 1,3 м.

$$\sigma_{расч} = \sigma_ф = 3{,}8 \text{ Мпа}.$$

Выбор изоляторов.

Выбираем опорные изоляторы ИО-20-3000УЗ, $F_{разр}$ = 30000 Н, высота Н = 206 мм. Проверяем изоляторы на механическую прочность.

Максимальная сила действующая на изгиб:

$$F_{расч} = 0{,}5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-7} = 0{,}5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{(186{,}74 \cdot 10^3)^2}{1{,}3} \cdot 2 \cdot 1{,}54 \cdot 10^{-7} = 7155 \text{ Н},$$

где $к_h$ - поправочный коэффициент на высоту шины:

$$k_h = (H_{из} + c + h/2) \Big/ H_{из} = (206 + 12 + 200/2) \Big/ 206 = 1{,}54 .$$

$F_{расч} < 0{,}6\ F_{разр} = 0{,}6 \cdot 30000 = 18000$, изолятор проходит по механической прочности.

Выбираем проходной изолятор ИП - 20/10000 У,Т2 , $U_{ном}$, = 20 кВ; $I_{ном}$ =10000 А > I_{max} = 9079 А; $F_{разр}$ = 30000 Н.

Проверяем изолятор на механическую прочность:

$$F_{расч} = 0{,}5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} = 0{,}5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{(186{,}74 \cdot 10^3)^2}{1{,}3} \cdot 2 \cdot 10^{-7} = 4646 \text{ Н}.$$

$F_{расч} < 0{,}6\ F_{разр} = 0{,}6 \cdot 30000 = 18000$, изолятор проходит по механической прочности.

3.4 Выбор коммутационных аппаратов и проводников для РУ 220 кВ

Наибольший ток генератора в нормальном режиме:

Расчетные токи к.з. принимаем для точки к.з. К-2

$$I_{НОМ} = \frac{P_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot \cos\varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 0{,}85} = 590{,}64 A .$$

Выбираем выключатель 3AP1FIи разъединитель РНД - 220/3200У1.

Наибольший ток послеаварийного или ремонтного режима:

$$I_{max} = \frac{P_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot \cos\varphi \cdot 0{,}95} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 0{,}85 \cdot 0{,}95} = 628 A .$$

Результаты выбора сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3- Выбор выключателя РУ 220 кВ

Параметры выключателя 3AP1FI	Расчетные значения
$U_{ном}$, кВ = 245	$U_{номсети}$, кВ = 220

$I_{ном}$,А = 2000	$I_{раб}$,А = 200,8
$I_{дин}$, кА = 100	$I_{уд}$, кА = 26,5
$I_{отк}$,кА = 40	$I_{п}$,кА = 12,5
$I^2_{тер} \cdot t_{тер}$, $кА^2 \cdot с$ = 7500	B_k, $кА^2 \cdot с$ = 3,91

Таблица 3.4 - Расчетные и каталожные данные разъединителя 220 кВ

Расчётные данные	Разъединитель РВПЗ-1-20/12500УЗ
$I_{макс}$ = 2000 А $i_у$=25 кА $B_к$ = 2122,44 кА	$I_{ном}$ = 3200 А $i_у$=25кА $B_к$ =2500 кА

Выбор шин на 220 кВ. Так как сборные шины по экономической плотности не выбираются, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения одной из линий.

По [6] принимаем к провод марки АС - 300/39, д = 300 мм^2, ci = 24 мм, Ьоп $^=$600 А. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 300 см.

Проверка на схлестывание не производиться, т.к. $i_{уд}$ = 8,284 кА <<20 кА.

Проверка на термическое действия тока к.з. не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условию коронирования не производиться, т.к. провод АС - 300/39 не коронирует.

Токоведущие части от выводов 220 кВ блочного трансформатора до сборных шин выполняем гибкими токопроводами. Сечение выбираем по экономической плотности тока $i_{эк}$. = 1 А/мм^2.

$$q_э \quad \frac{I_{норм}}{j_{ЭК}} = \frac{656}{1} = 656 \text{ мм}^2,$$

$$\text{где } I_{норм} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 656 \text{ А}.$$

Принимаем провод АС - 400/22, наружный диаметр 26,6 мм^2, допустимы ток 700 А.

Расчетные токи к.з. принимаем для точки к.з. К-2

3.5 Выбор проводников для РУ 500 кВ

Наибольший ток генератора в нормальном режиме:

$$I_{НОМ} = \frac{P_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot \cos\varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0{,}85} = 590{,}64A$$

Наибольший ток послеаварийного или ремонтного режима:

$$I_{max} = \frac{P_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot \cos\varphi \cdot 0{,}95} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 0{,}85 \cdot 0{,}95} = 628A.$$

Выбор шин на 500 кВ. Так как сборные шины по экономической плотности не выбираются, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения одной из линий.

По [6] принимаем к провод марки АС - 240/32, S = 240 мм , d — 21,6 мм, $I_{доп}$ = 505 А. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 300 см.

Проверка на схлестывание не производиться, т.к.^

$$I_k^{(3)} = 3{,}34 \text{ кА} < 20 \text{ кА}.$$

Проверка на термическое действия тока к.з. не производится, т.к. шины зыполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условию коронирования не производиться, т.к. провод АС - 240/32 не коронирует.

Токоведущие части от выводов 500 кВ блочного трансформатора до сборных шин выполняем гибкими токопроводами. Сечение выбираем по зкрномической плотности тока $у_ж$- = 1 А/мм".

$$q_э \quad \frac{I_{норм}}{j_{ЭК}} = \frac{656}{1} = 656 \text{ мм}^2,$$

где $I_{норм} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 200$ А.

Принимаем провод АС - 240/32, наружный диаметр 21,6 мм^2, допустимый ток 505 А.

3.6 Выбор измерительных приборов

3.6.1 Выбор трансформаторов тока

Участок от выводов генератора до блочного трансформатора выполнен шинным мостом с применением шин коробчатого сечения, максимальный рабочий ток $I_{макс}$ = 9079 А, поэтому выбираем трансформатор тока типа ТШ-

20ТЗ , $R_{ном}$ = 1,1 Ом; $к_{тер}$ = 20; i = 4 с, Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в таблице 1.18.

Таблица 3.5 - Расчетные и каталожные данные для выбора ТТ 20 кВ

Расчетные величины	По каталогу
U=15,75кВ	U=20 кВ
Imax=9079 А	$I_н$=10000А
Вк=2122.44 кА^{2}с	i$Д_т$=76800 кА^{2}с
i$у_Д$=186,74кА	Не проверяется
$R_{ном}$ =1,1 ОМ	$R_{ном}$ =1,2Ом

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке определяем нагрузку по фазам. Распределение измерительных приборов по фазам фазам представлено в таблице 3.6.

Таблица 3.6 - Вторичная нагрузка в ТТ цепи генератора

Приборы	Тип	Нагрузка ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-378	0.1	0.1	0,1
Ваттметр	Д-305	-	2	2
Варметр	Д-305	2	-	-
Фазометр	Д-301	-	5	-
Частотомер	Э-371	0,7	0,7	-
Амперметр	Н-343	10	-	-
Ваттметр	Н-348	-	-	10
Варметр	Н-348	-	-	10
Частотомер	Н-345	-	10	-
Фазометр	Н-351	10	-	-
Счетчик активной	Н-670М	-	2,5	-
Счетчик реактивной	Н-673М	-	2,5	-
Итого		22,8	22,8	22,1

Из таблицы 3.6 видно, что наиболее загружены трансформаторы фаз А и В.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{22,8}{5^2} = 0,9 \text{ Ом},$$

где $S_{приб}$ — мощность потребляемая приборами;

I- вторичный номинальный ток приборов.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_к = 1,2 - 0,9 - 0,1 = 0,2 \text{ Ом}$$

Длина измерительных проводов от трансформатора тока до приборов в цепи генератора 30 м, трансформаторы тока соединены в звезду.
Определим сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 30}{0,2} = 4,2 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 6 мм Определим нагрузку трансформатора тока на напряжение 220 кВ. Результаты приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 - Нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

Приборы	Тип	Нагрузка ВА		
		А	В	**С**
Амперметр	Э-377	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	Д-355	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной	И-670	2,5	-	2,5
Варметр	Д-305	2	-	2
Амперметр	Н-343	-	10	-
Итого		5,1	10,6	5Д

Из приведенной таблицы видно, что наиболее нагружены трансформаторы тока фазы В.

Принимаем трансформатор тока типа ТФЗМ - 220Б, $S_{ном}$ 1,2 Ом.

Расчетные и каталожные данные приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 - Расчетные и каталожные данные для выбора ТТ 220 кВ

Расчетные величины	По каталогу
$II_н$=220 кВ	$II_н$=220 кВ
Iтах=628 А	$I_н$=1200 А
$B_к$ - 5,834 кА^2-с	i=4,610кА^{2}с
$i_{уд}$= 21,5 кА	Не проверяется
$R_{ном}$ 1,1 Ом	$R_{ном}$ =1,2 Ом

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{10,6}{5^2} = 0,42 \text{ Ом},$$

где $S_{приб}$ - мощность потребляемая приборами;

i — вторичный номинальный ток приборов.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_к = 1{,}2 - 0{,}42 - 0{,}1 = 0{,}68 \text{ Ом.}$$

Длина измерительных проводов 80 м, трансформаторы тока соединены в звезду, поэтому $I_{расч} = I$.

Определим сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0{,}0283 \cdot 80}{0{,}68} = 3{,}3 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм Определим нагрузку трансформатора тока на напряжение 220 кВ. Результаты приведены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 - Нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

Приборы	Тип	Нагрузка В-А		
		А	В	С
Амперметр	Э-377	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	Д-355	0.5	0,5	0,5
Счетчик активной	И-670	2,5	-	2,5
Варметр	Д-305	2	-	2
Амперметр	Н-343	-	10	-
Итого		5,1	10,6	5Д

Изприведенной таблицы видно,чтонаиболеезагружены трансформаторы тока фазы В.

Принимаем трансформатор тока типа ТФЗМ - 500Б, $S_{ном} = 30$ Ом.

Расчетные и каталожные данные приведены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 - Расчетные и каталожные данные для выбора ТТ 500 кВ

Расчетные величины	По каталогу
$II_н$=500 кВ	$II_н$=500 кВ
Iтах=272,4 А	$I_н$=1000А
$B_к$= 1,511 $кА^2$-с	iA=16$кА^2$с
$i_{уд}$= 8,92 кА	Не проверяется
Sном =29,9 Ом	Sном =30 Ом

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{10,6}{5^2} = 0,42 \text{ Ом},$$

где $S_{приб}$- мощность потребляемая приборами;
I_2 — вторичный номинальный ток приборов.
I -Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_к = 30 - 0,42 - 0,1 = 29,48 \text{ Ом}.$$

Длина измерительных проводов 100 м, трансформаторы тока соединены в звезду, поэтому $I_{расч}$ =1.

Определим сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{29,48} = 0,99 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 2,5 мм .

3.5.2 Выбор трансформаторов напряжения

На напряжение 15,75 кВ выбираем трансформатор напряжения типа ЗНОМ-20-63У2, расчетные и каталожные данные представлены в таблице 1.24.

Таблица 3.11 - Расчетные и каталожные данные ЗНОМ-20-63У2

Каталожные данные	Расчетные данные
U=20кВ	U=15,75кВ
$8_{н2}$=75кВА	$8_Р$ 2=25,7 ВА

Определим нагрузку трансформатора напряжения. Результаты приведены в таблице 3.12.

Таблица 3.12 - Нагрузка трансформатора напряжения 20 кВ

Прибор	Тіш	Мощность, ВА	Число обмоток	cos ф	sin ф	Число приборов	Общая	
							Р, МВТ	Q, вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1.5	1	1	0	2	6	-
Варметр	Д-335	1,5		1	0	1		-
Датчик активной мощности	Е-829	10	-	1	0	1	10	-

Датчик реактивной мощности	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
Счетчик активной энергии	И-680	2Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Ваттметр регистрирующий	Н-348	10	2	1	0	1	20	-
Вольтметр регистрирующий	Н-344	10	1	1	0	1	10	-
Частотомер	Э-372	->	1	1	0	2	6	-
Итого							71	9,7

Вторичная нагрузка:

$$S_{2расч} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{71^2 + 9{,}7^2} = 71{,}7 \text{ ВА}.$$

Выбранный трансформатор ЗНОМ-20-63У2 имеет номинальную мощность 75 ВА в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков. Таким образом, $S_{расч}$=71,7 ВА, $S_{2налі}$= 3-75 =225 ВА, трансформатор будет работать выбранном классе точности.

На напряжение 220 кВ выбираем трансформатор напряжения типа НКФ - 220 - 58У1, расчетные и каталожные данные представлены в таблице3.13.

Таблица 3.13 - Расчетные и каталожные данные НКФ - 220 - 58У1

Каталожные данные	Расчетные данные
$II_{нт}$=220кВ	$II_{нт}$=220кВ
$8_Н2$ = 400кВА	$8_{о2}$ = 49,9ВА

Определим нагрузку трансформатора напряжения. Результаты приведены в таблице 3.14.

Таблица 3.14 - Нагрузка трансформатора напряжения 220 кВ

Прибор	Тип	Мощность, ВА	Число обмоток	С05 ф	8Іпф	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							Р,МВТ	Q, вар
Вольтметр	Э-335	->	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	->	1	0	2	6	-
Варметр	Д-335	1.5	2	1	0	2	6	-
Датчик активной мощности	Е-829	10	-	1	0	2	20	-
Датчик реактивной мощности	Э-377	2	-	1	0	2	4	-
Счетчик активной энергии	И-680	2Вт	2	0.38	0,925	2	8	19,4
Итого							46	19,4

Вторичная нагрузка:

$$S_{2расч} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{46^2 + 19{,}4^2} = 49{,}9 \text{ ВА} < S_{ном} = 400 \text{ ВА}.$$

Трансформатор напряжения будет работать в заданном классе точности. На напряжение 500 кВ выбираем трансформатор напряжения типа НДЕ - 500 - 72У1, расчетные и каталожные данные представлены в таблице 3.15.

Таблица 3.15 - Расчетные и каталожные данные НДЕ - 500 - 72У1

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{нт}$=220кВ	$U_{,,т}$=220кВ
$8_{н2}$=300кВА	$8_{р2}$=49,9ВА

Определим нагрузку трансформатора напряжения. Результаты приведеныв таблице 3.16.

Таблица 3.16 - Нагрузка трансформатора напряжения 500 КВ

Прибор	Тип	Мощность, ВА	Число обмоток	созф	зіпф	Число приборов	Общая потребляемая	
							Р,МВТ	Q, вар
Вольтметр		2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	-
Варметр	Д-335	1.5	2	1	0	2	6	-
Датчик	Е-829	10	-	1	0	2	20	-
Датчик	Э-377	2	-	0,38	0	2	4	-
Датчик	И-680	2Вт	2	1	0,925	2	8	19,4
Итого							46	19,4

Вторичная нагрузка:

$$S_{2расч} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{46^2 + 19{,}4^2} = 49{,}9 \text{ ВА} < S_{ном} = 300 \text{ ВА}.$$

Трансформатор напряжения будет работать в заданном классе точности.

3.5.3 Выбор разрядников и ограничителей

На напряжение 15,75 кВ устанавливаем разрядники типа РВМ - 20У1 разрядник вентильный, с растягивающейся дугой, на номинальное напряжение 20 кВ, для работы в районах с умеренным климатом, на открытом воздухе. На напряжение 220 кВ принимаем к установке ограничитель перенапряжения типа ОПН - 220У1, для работы в районах с умеренным климатом, на открытом воздухе.

На напряжение 500 кВ принимаем к установке ограничитель перенапряжения типа ОПН - 500У1, для работы в районах с умеренным климатом, на открытом воздухе.

4. Безопасность жизнедеятельности

4.1 Анализ условий труда

4.1.1 Расположение производственных помещений на территории электростанции

Проектирование промышленных предприятий должны соответствовать санитарным нормам, обеспечивающим нормальные условия труда на данном предприятии. В санитарных нормах указаны требования к выбору площадки для строительства предприятия, к производственным и вспомогательным помещениям, а также к другим сооружениям, к отоплению, вентиляции, водоснабжению и канализации, к освещению. Указаны предельно допустимые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе и в воздухе рабочей зоны, метеорологические условия в рабочей зоне производственных помещений, предельно допустимые концентрации вредных веществ в воде водоемов для санитарно-бытового водоиспользования, допустимые уровни шумов и вибрации, нормы допустимых ионизирующих и электромагнитных излучений и других вредных факторов.

Согласно требованиям СН 245-71 промышленные предприятия, в том числе тепловые электростанции (ТЭС) (за исключением атомных), размещают на территории населенных пунктов в специально выделенных промышленных районах или за чертой населенных пунктов на достаточном расстоянии от них (в зависимости от выброса вредных веществ).

Между предприятием и жилым районом создается санитарно-защитная зона, ширина которой зависит от количества вредных веществ, выбрасываемых предприятием в воздушный бассейн. Санитарными нормами СН 245-71 устанавливается пять классов предприятий в зависимости от характера производства и выброса в атмосферу вредных веществ.

Согласно требованиям Строительных норм и правил СНиП П-58-75 («Электростанции тепловые») санитарно-защитную зону устанавливают в соответствии с Указаниями по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. Она может быть от 25 до 1000 м в зависимости от содержания в выбросах в атмосферу вредных веществ. Например, при зольности твердого топлива до 10%, а также для котельных, работающих на мазуте, при расходе топлива до 3 т/ч санитарно-защитная зона устанавливается равной 25 м, а при расходе топлива более 200 т/ч - 500м. При болыней зольности санитарно - защитная зона, соответственно увеличивается до 75 - 1000 м. Для электростанций и котельных, работающих на газе, устанавливается единая санитарно - защитная зона, равная 15 м, независимо от количества сжигаемого газа. В санитарно-защитной зоне допус-

кается расположение пожарных депо, гаражей, складов и других сооружений; рекомендуется озеленение.

На территории предприятия, в свою очередь, между отдельными зданиями и сооружениями имеются санитарные разрывы, обеспечивающие незатенение оконных проемов. Шумящие и пылящие объекты располагают, учитывая господствующее направление ветров. Разрывы между зданиями используют для дорог и зеленых насаждений. Расстояния от открытых распределительных устройств с воздушными выключателями устанавливаются в соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ). Нр' Территория предприятия должна быть ровной, хорошо освещенной, иметь проходы и проезды достаточной ширины, с твердым покрытием. Ир* В соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭ) к началу эксплуатации электростанции и подстанции должны быть закончены следующие работы: планировка и ограждения соответствующей части территории; устройства для организованного отвода ливневых вод от зданий, сооружений и с территории; железнодорожные пути; автомобильные дороги; пожарные проезды и подъезды; сети водопровода, канализации и теплофикации с их сооружениями; сети наружного освещения, связи и сигнализации; глубинные и осадочные реперы; на электростанциях должны быть также выполнены контрольные скважины (пьезометры) для наблюдения за режимом грунтовых вод.

Скрытые под землей коммуникации водопровода, канализации, теплофикации, а также газопроводы, воздухопроводы и подземные кабели должны иметь на поверхности земли соответствующие указатели.

За состоянием строительных конструкций производственных зданий и сооружений необходимо вести систематическое наблюдение, особенно за подвижными опорами, температурными швами, сварными, клепаными и болтовыми соединениями, стыками и закладными частями сборных железобетонных конструкций, за состоянием арматуры и бетона, за конструкциями и участками, подверженными динамическим и термическим нагрузкам и воздействиям.

4.1.2 Санитарные нормы для производственных и вспомогательных помещений

Выбор типа производственного помещения определяется технологическим процессом, возможностью борьбы с шумом, вибрациями и загрязнением воздуха. Наличие больших оконных проемов и фонарей должно обеспечивать хорошую естественную освещенность. В помещении обязательно устройство вентиляции.

Объем и площадь производственного помещения, которые должны приходиться на каждого работающего по санитарным нормам, должны быть не менее 15 м и 4,5 м" соответственно. Высота производственных помещений

не должна быть менее 3,2 м. Стены и потолки необходимо сооружать из малотеплопроводных материалов, не задерживающих осаждение пыли. Полы должны быть теплыми, эластичными, ровными и нескользкими. Если работы связаны с применением ядовитых веществ (например, цианистые соли, ртуть, свинец), то к внутренней отделке предъявляются специальные требования.

К вспомогательным помещениям электростанций и подстанций относятся административно-конторские и санитарно-бытовые помещения, помещения общественных организаций, здравпункты, пункты питания. Вспомогательные помещения, как правило, следует размещать в пристройках к производственным зданиям или в отдельно стоящих зданиях. В некоторых случаях вспомогательные помещения допускается размещать внутри производственных зданий, если этому не препятствует характер, производственных процессов, санитарно-гигиенические требования и принятые конструктивные решения.

При устройстве бытовых помещений (гардеробные, души, уборные и т.п.) в отдельных зданиях они должны соединяться с производственными зданиями отапливаемыми переходами.

Высота этажей вспомогательных помещений должна быть 3,3 м. Высоту бытовых и административно-конторских помещений, расположенных в производственных зданиях (например, на антресолях), допускается принимать не менее 2,5м от пола до потолка и не менее 2,2м от пола до низа выступающих конструкций.

4.1.3 Водоснабжение и канализация

Проектирование водоснабжения и канализации промышленных предприятий осуществляется с учетом Санитарных норм (СН 245-71) и Строительных норм и правил (СНиП П-31-74. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения; СНиП П-Г.1-70. Внутренний водопровод зданий; СНиП И-32-74. Канализация. Наружные сети и сооружения; СНиП-58-75. Электростанции тепловые). Выбор источника водоснабжения по ГОСТ 2874-73.

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воде водоемов санитарно-бытового пользования (мг/л) не должны превышать установленных норм. Проект хозяйственно-питьевого водоснабжения должен предусматривать организацию зон санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводных сооружений в соответствии с требованиями СниП.

Нормы воды на хозяйственно-питьевые нужды составляют для горячих цехов 45 л на одного человека, а в обычных производствах 25 л в смену. Устройства питьевого водоснабжения (фонтанчики и автоматы газированной воды) рекомендуется размещать в проходах производственных помещений, в вестибюлях, комнатах отдыха, на открытых площадках территории предприятия и в виде исключения — в производственных цехах. Сети хозяйственно-питьевого водоснабжения необходимо отделять от сетей,

подающих непитьевую воду.

На территории ТЭС следует предусматривать раздельные системы канализации: бытовую; производственных незагрязненных сточных вод, объединяемых, как правило, с дождевой; производственных сточных вод, загрязненных нефтепродуктами; производственных сточных вод, загрязненных угольной осыпью и пылью.

Согласно СН 245-71 запрещается спуск хозяйственно-фекальных и производственных сточных вод в поглощающие колодцы во избежание загрязнения водоносных слоев почвы. На ряде предприятий осуществляется оборотная система водоснабжения, при которой производственная загрязненная вода после очистки снова поступает для нужд технологических процессов. Спуск незагрязненных производственных сточных вод (например, из систем охлаждения) допускается предусматривать в ливневую канализацию, предназначенную для стока атмосферных осадков.

4.1.4 Освещение промышленных предприятий

Информация, которую человек получает из внешнего мира, поступает в основном через зрительный канал. Поэтому качество информации, получаемой через посредство зрения, во многом зависит от освещения.

Неудовлетворительное освещение может исказить информацию; кроме того, оно утомляет не только зрение, но вызывает утомление организма в целом.

Неправильное освещение может также являться причиной травматизма: плохо освещенные опасные зоны, слепящие лампы и блики от них, резкие тени ухудшают или вызывают полную потерю ориентации работающих.

Неправильная эксплуатация так же, как и ошибки, допущенные при проектировании и устройстве осветительных установок в пожаро- и взрывоопасных цехах (неправильный выбор светильников, проводов), могут привести к взрыву, пожару и несчастным случаям. Кроме того, при неудовлетворительном освещении снижается производительность труда и увеличивается брак продукции.

На практике пользуются двумя видами освещения — естественным и искусственным.

Диапазон длин волн солнечного излучения в оптической области спектра находится в пределах от 0,1 до 3,4 мкм. Оптическая часть спектра включает видимую и невидимую (ультрафиолетовую и инфракрасную) части спектра.Рассмотрим излучения в оптической области спектра.

Ультрафиолетовые излучения (УФ) оказывают биологически положительное воздействие на организм человека, одновременно вызывая потемнение кожи (загар). При высоких интенсивностях ультрафиолетовые излучения вызывают ожоги кожи, а проникая в глаз и фокусируясь хрусталиком на светочувствительной оболочке глаза — сетчатке, могут вызвать ее ожог, что может привести к частичной или в тяжелых случаях к

полной потере зрения.

Ультрафиолетовые излучения возникают при получении высокотемпературных расплавов, электро- и газовой сварке, при работе кварцевых ламп, электрической дуги высокой интенсивности, лазерных установок и пр. Защита от ультрафиолетовых излучений осуществляется достаточно просто - их не пропускает ткань обычной одежды и очки с простым стеклом.

Инфракрасные излучения проявляются в основном в их тепловом воздействии.

Видимые излучения, занимающие интервал спектра от 0,38 до 0,78 мкм, обычно измеряют в нанометрах (1 нм = 10^{-3} мкм) - от 380 до 780 нм. При больших интенсивностях они вызывают ослепленность и снижение остроты зрения.

Уровни освещения оценивают освещенностью E в люксах (лк), освещенность измеряют люксметрами.

4.2 Классификация производства по степени опасности поражения электрическим током, защита от шума и вибраций.

Электрический ток поражает человека внезапно. Прохождение тока через тело человека вызывает электрические травмы различного характера: электрический удар, ожоги, электрические знаки-метки.

Электрическим ударом называется поражение током, при котором возникает шок, т.е. своеобразная тяжелая реакция организма на сильный раздражитель - электрический ток. В тяжелом случае шок сопровождается расстройством кровообращения и дыхания.

Ожоги возникают при воздействии тока значительной величины (около 1А и более) или от электрической дуги. При приближении к токоведущим частям напряжением выше 1000 В на недопустимо малое расстояние между токоведущей частью и телом человека появляется искровой разряд и затем электрическая дуга, которая причиняет тяжелый ожог. При случайном контакте с токоведущей частью напряжением до 1000 В проходящий через тело человека ток нагревает ткани до 60-70 С. Это вызывает свертывание белка.

Электрические знаки (метки) - это омертвление кожи в виде мозоли желтого цвета с серой каймой вместе входа и выхода тока. Если поражение проникло глубоко, то ткани тела постепенно отмирают.

Шум оказывает вредное влияние на центральную нервную систему человека, вызывая истощение клеток коры головного мозга. Особенно вреден длительный шум болыпой силы и высокой (более 800 Гц) частоты. Шум нарушает работу сердечно-сосудистой системы, некоторых внутренних органов (например, желудка), способствует возникновению гипертонической болезни. Возникает быстрое утомление, понижение внимание, бессонница. Шум утомляет орган слуха и ослабляет слуховую способность.

Колебание при низких частотах (3-100 Гц) с болыпими амплитудами (0,5-0,003 мм) человек воспринимает как вибрации или сотрясение. Вибрации оборудовании, передаваемые через конструкции и пол, вызывают общую вибрацию тела человека. Особенно вредны колебания с частотой 6-9 Гц, близкой к частоте собственных колебаний тела, головы, брюшной полости.

Резонанс усиливает воздействие: увеличиваются колебания внутренних органов, которые могут расширяться или, наоборот, сужаться, что весьма вредно. Чем больше амплитуда, тем болыпе энергии колебательных движении и тем сильнее на них реакция человека. Вибрация, которую сопровождает возвратно - ударная отдача, например при работе с пневматическим инструментом особо вредна.

Чем выше частота, тем меныне допустимые амплитуды и скорость колебаний. Это можно увидеть в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Предельно допустимые параметры вибраций на рабочем месте, воздействующих 4 ч и более

Частота колебаний, Гц	Амплитуда наиболь-ших перемещений при колебаниях, мм	Скорость колеба-тельных движений, мм/с
2	1,28	11,2
4	0,28	5
8	0,056	2
16	0,028	2
31,5	0,014	2
63	0,0072	2

При длительности воздействия менее 4 ч допустимые параметры вибрации следует увеличить в 1,4 раза, менее 2 ч - в 2 раза, менее 1 ч - в 3 раза.

4.3 Расчет искусственного освещения в турбинном цехе

Исходные данные:
Помещение: Турбинный цех;
Габариты: 20х40х6;
Количество светильников: 15;
Тип светильника: ДРЛ-250;
Разряд зрительной работы: У,а;
Коэффициенты отражения: $Р_{пот}^{=}$ 70, $Р_{ст}$= 50, $Р_{пон}^{=}$ 30.

Разряд зрительной работы V(а) поэтому нормируемая освещенность по таблице 4.2 - 200 лк [6].

Точечным методом проверим соответствие данного количества и типа светильников нормируемой величине. Схема расположения светильников в производственном помещении изображена на рисунке 4.1.

Определим расчетную высоту подвеса по формуле

$$h = H - (h_{раб} + h_{свеса}), \qquad (4.1)$$

где $h_{раб}$ - высота рабочей поверхности над телом, м;

$h_{свеса}$ - расстояние от светильника до перекрытия, м. H= 6м,

$h_{свеса}$= 1м,

$h_{раб}$= 0,5м

Расстояние между светильниками определяем из выражения

$$h = 6 - (0,5 + 1,0) = 4,5 \text{ м.}$$

$$Z = \lambda \cdot h,$$

где λ =1.2-1.4 [2].

Отсюда

$Z = 4,5 \cdot 1.4 = 6,3$м, но так как помещение очень длинное возьмем 2=8м.

Намечаем контрольную точку А. Для нее определяем суммарную условную освещенность всех светильников по следующим образом:

Находим проекцию расстояния на потолок от точки А до светильника-ci.

Далее определяем угол между потолком и прямой ci. По этому углу находим условную освещенность.

$$d_1 = 8 \text{ m} \qquad \alpha_1 = \operatorname{atan}\left(\frac{d_1}{h}\right) = \operatorname{atan}\left(\frac{8}{4.5}\right) = 60^{o} \qquad e_1 = \frac{I_\alpha \cdot (\cos(\alpha_1))^3}{h^2} = \frac{143 \cdot (\cos(60))^3}{4.5^2} = 0.83 \text{ lk}$$

$$d_2 = 16 \text{ m} \qquad \alpha_2 = \operatorname{atan}\left(\frac{d_2}{h}\right) = \operatorname{atan}\left(\frac{16}{4.5}\right) = 75^{o} \qquad e_2 = \frac{I_\alpha \cdot (\cos(\alpha_2))^3}{h^2} = \frac{80 \cdot (\cos(75))^3}{4.5^2} = 0.07 \text{ lk}$$

$$d_3 = \sqrt{7^2 + 8^2} = 10.63 \text{ m} \qquad \alpha_3 = \operatorname{atan}\left(\frac{10.63}{4.5}\right) = 65^{o} \qquad e_3 = \frac{I_\alpha \cdot (\cos(\alpha_3))^3}{h^2} = \frac{101 \cdot (\cos(65))^3}{4.5^2} = 0.38 \text{ lk}$$

$$d_4 = \sqrt{16^2 + 7^2} = 17.46 \text{ m} \qquad \alpha_3 = \operatorname{atan}\left(\frac{17.46}{4.5}\right) = 75^{o} \qquad e_3 = \frac{I_\alpha \cdot (\cos(\alpha_3))^3}{h^2} = \frac{80 \cdot (\cos(75))^3}{4.5^2} = 0.07 \text{ lk}$$

Затем определим суммарную условную освещенность в контрольной точке А.

$$\sum e = 4 \cdot 0.83 + 4 \cdot 0.38 + 2 \cdot 0.07 + 4 \cdot 0.07 = 5.26 \text{ lk}$$

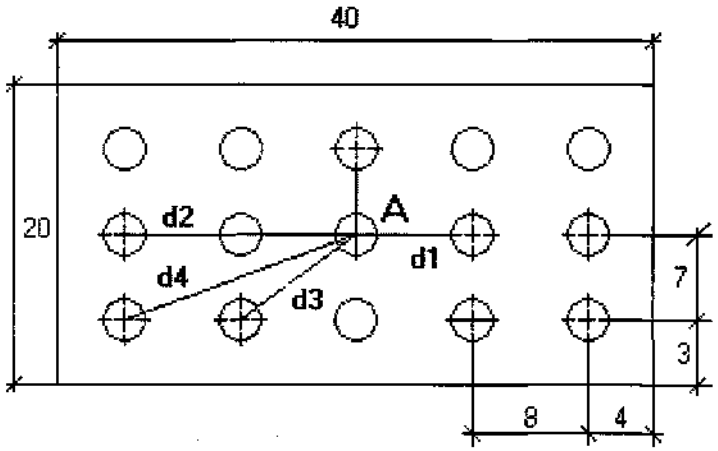


Рисунок 4.1 - Размещение данного кол-ва светильников в помещении Определим световой поток по формуле

$$F = \frac{1000 \cdot E_n \cdot k_3}{\mu \cdot \sum e}, \qquad (4.2)$$

где E_n - заданное номинальное освещение, лк;

κ_3 - коэффициент запаса;

μ - коэффициент, учитывающий дополнительную освещенность за счет отражения;

Σe- суммарная освещенность, создаваемая всеми источниками, лк

$$F = \frac{1000 E_n \cdot k_3}{\mu \cdot \sum e} = \frac{1000 200 \cdot 1.5}{1.1 \cdot 5.26} = 51850 \text{ lm}$$

ус = 1.1 - для ламп накаливания (коэффициент, учитывающий действие «удаленных» светильников)

κ_3 =1.5 (тип помещения - турбинный цех)

Для светильника ДРЛ-250 F=13000лм, поэтому этот тип светильника не подходит.

Рассчитаем освещение помещения по методу коэффициента использования.

Определим расчетную высоту подвеса по формуле

$$h = H - (h_{раб} + h_{свеса}), \qquad (4.3)$$

где $h_{раб}$ - высота рабочей поверхности над телом, м;

hсвеса - расстояние от светильника до перекрытия, м.

$$H = 6\text{м},\ h_{свеса} = 1\text{м},\ h_{раб} = 0{,}5\text{м}$$

$$h = 6 - (0{,}5 + 1{,}0) = 4{,}5\ \text{м}.$$

Расстояние между светильниками 2 определяем из выражения

$$Z = \lambda \cdot h,$$

где λ =1.2-1.4 [6].

Отсюда расстояние между светильниками в длину помещения:

$$Z = 4{,}5 \cdot 1{,}3 \approx 6\text{м}.$$

Расстояние между светильниками в ширину помещения:

$$Z = 4{,}5 \cdot 1{,}2 \approx 5\text{м}.$$

Расстояние от стены до ближайшего светильника в длину помещения:

$$L = 0{,}3 \cdot Z = 0{,}3 \cdot 6 \approx 2\text{м}.$$

Расстояние от стены до ближайшего светильника в ширину помещения:

$$L = 0{,}5 \cdot Z = 0{,}5 \cdot 5 \approx 2{,}5\text{м}.$$

Индекс помещения i рассчитывается по формуле:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)}, \qquad (4.4)$$

где A - длина помещения, м;
B - ширина помещения, м;
h - расчетная высота, м.

$$i = \frac{40 \cdot 20}{4.5(20 + 40)} = 3.$$

Определим коэффициент использования:

Для турбинного цеха необходимо выбрать лампы накаливания, так как ДРЛ не подходит из-за своего недостатка. При i=3 для светильников с лампами накаливания находим значение г| по справочным данным [6], которое равно 66 - 73%. Коэффициент запаса $к_З$равен 1,5.

Количество светильников, которое должно быть установлено в помещении определяется по следующей формуле:

$$N = \frac{E_н \cdot K_з \cdot S \cdot Z}{n \cdot \Phi \cdot \eta} \quad (4.5)$$

где $E_н$ -заданная минимальная освещенность, лк;

S - площадь потолка, м";

Z - коэффициент неравномерности освещения;

п - число ламп в светильнике;

Ф - световой поток; . ,

г - коэффициент использования.

$$N = \frac{800 \cdot 200 \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}2}{1 \cdot 13000 \cdot 0{,}73} = 27{,}8$$

Выберем лампу накаливания типа Г-750 со световым потоком F = 130 лм. Разница расчетной величины и паспортной составляет 7%, что допустимо.

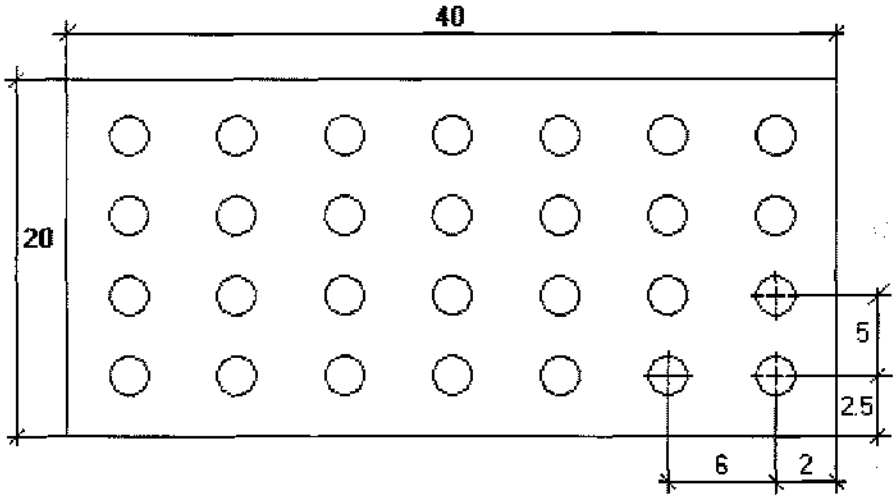


Рисунок 4.2 - Размещение нужного количества светильников согласно ГОСТу (симметричное расположение)

4.4 Акустический расчет уровня шума в котельном цехе

Определить требуемое снижение шума, когда источники шума и расчетная точка расположены в одном закрытом помещение.

В электромашинном зале объемом 2200 м^3 размещено равномерно 6 источников шума (котлов).

Уровни звуковой мощности, излучаемых каждым источником приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2— значения Ьр для котла

F,Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$Ь_Р$,дБ	100	103	99	95	97	98	85	182

Все источники работают одновременно. Источники шума установлены

на полу, поэтому принимаем для них (Ф = 1). Расчетная точка находиться в середине помещения между станками на высоте 1,5м от пола. Расстояние от акустических центров до расчетной точки: гі =$г_2$ =15,8 $г_3^{=}$ $г_3$= 5 $г_4$= 15,8 м Максимальный размер любого из рассматриваемых источников не превышает 4мд$^{=}$1$_5$5 м. И надо также учесть, что отношение В/$8_{0гр}$ = 0,8.

Для расчета октавных уровней звукового давления в расчетных местах помещений, в которых несколько источников шума, используется следующее выражение:

$$L = 10\lg\left(\sum_{i=1}^{m}\frac{\Delta i\cdot\lambda_i\cdot\Phi}{S_i}+\frac{4\Psi}{B}\cdot\sum_{i=1}^{n}\Delta i\right), \text{дБ} \qquad (4.6)$$

где — фактор направленности источника шума, определяемый по Ф экспериментальным данным. Для источника шума с равным излучением звука Ф = 1;

Si - площадь воображаемой поверхности, м^2;

Ф - коэффициент, учитывающий влияние ближнего акустического поля;

Λ - коэффициент, учитывающий наличие ограждающих поверхностей.

Для определения требуемого снижения шума от нескольких источников шума используется следующее выражение:

$$\Delta L_{TP} = L - L_{доп} + 10\lg n, \text{дБ} \qquad (4.7)$$

где lg n - допустимый октавный уровень звукового давления, дБ, в расчетной точке. Для постоянных рабочих мест и рабочих зон в производственных помещениях и на территории предприятий Ь$_{доп}$ приводится в таблице 4.3:

Таблица 4.3 - значения Ь$_{доп}$

F,Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Ь$_{доп.}$ дБ	99	92	86	83	80	78	76	74

$$\Delta i = 10^{0.1\cdot Lpi}, \text{дБ} \qquad (4.8)$$

где Ь$_Р$ - октавный уровень звуковой мощности источника шума, дБ;

Воспользуемся для расчета S на поверхности стены, перекрытия, формулой:

$$S = 2\cdot\pi\cdot r^2, \text{ м}^2 \qquad (4.9)$$

где $Ь_{доп}$ - допустимый октавный уровень звукового давления, дБ, в расчетной точке.

$$S_1 = S_2 = S_5 = S_6 = 2 \cdot \pi \cdot 15{,}8^2 = 1569\,м^2,$$
$$S_3 = S_4 = 2 \cdot 3{,}14 \cdot 5^2 = 157{,}08\,м^2,$$

η- коэффициент, учитывающий влияние ближнего акустического поля и принимаемый в зависимости от отношения расстояния г в мм рисунку 4.2 [7].

$$\frac{r_1}{l_{max}} = \frac{r_2}{l_{max}} = \frac{r_5}{l_{max}} = \frac{r_6}{l_{max}} = 10{,}5;\ \frac{r_3}{l_{max}} = \frac{r_4}{l_{max}} = 3{,}33,$$

Так как будет равна 1 *(X*= 1).
то *X* для всех

г - коэффициент, учитывающий наличие ограждающих поверхностей, эпределяется по графику в зависимости от отношения $В/8_{0Г}р$- В нашем случае при $В/8_{0гр}$ = 0,8 Y = 0,575 (по данным СНИП 11.12)
т - число источников, удовлетворяющих условию г, < 5 • $г_{min}$, в нашем случае т = 6.
п - число всех источников; п = 6.

Произведем расчет Ь для одного значения £= 1000 (Гц)

$$\Delta i = 10^{0.1 \cdot 97} = 5.012E+9,$$
$$L = 10 \cdot \lg\left(\frac{10^{0.1 \cdot 97}}{1569} + \frac{10^{0.1 \cdot 97}}{1569} + \frac{10^{0.1 \cdot 97}}{157{,}08} + \frac{10^{0.1 \cdot 97}}{157{,}08} + \frac{10^{0.1 \cdot 97}}{1569}\right) +$$
$$+ 10 \cdot \lg\left(\frac{10^{0.1 \cdot 97}}{1569} + \frac{4 \cdot 0.575}{110} \cdot 6 \cdot 10^{0.1 \cdot 97}\right) = 88{,}004 \text{ дБ},$$
$$\Delta L_{TP} = 88{,}004 - 80 + 10 \cdot \lg 6 = 15{,}786 \text{ дБ}.$$

Таблица 4.4 — Результаты расчетов

F, Гц	Ai	Ь, дБ	$АЬ_{ТР}$. дБ
63	10^{10}	91,98	0,76
125	1.995-$Ю^{10}$	95,26	11,04
250	7.943-$Ю^{9}$	91,56	13,34
500	3.162-$Ю^{9}$	86,98	11,76
1000	5.012-$10^{у}$	88,02	15,80

2000	6.31-Ю^{9}	87,57	17,35
4000	3.162-Ю^{8}	73,49	5,27
8000	1.585-Ю^{8}	169,08	102,87

4.5 Расчет мероприятий для снижения шума

Суммарный и допустимый уровни звуковой мощности излучаемые всеми генераторами, а также значения частотного множителя приведены в таблице 4.5:

Таблица 4.5 - Расчетные значения Ь и АЬтр

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
F общ	91,98	95,26	91,56	86,98	88,02	87,57	73,49	169,08
Ь доп	99	92	86	83	80	78	76	74
АЬтр	0,65	0,62	0,64	0,75	1,0	1,5	2,4	4,2

Требуемую звукоизолирующую способность каждого элемента наблюдательной кабины рассчитаем по формуле:

$$R_{mp} = L - 10\lg B_u + 10\lg Si - L_{don} + 10\lg n, \qquad (4.10)$$

где $Ь_ш$ — октавный уровень звукового давления в не защищаемом от шума помещении, дБ;

^{и} — постоянно защищаемого от шума помещения, м , п

$$В_u = \mu * В_{u1000} \qquad (4.11)$$

Для наблюдательной кабины с объемом У=12-8-4

$$В_иi=Y/2О =384/20=19,2 м^3$$

Y - общее количество ограждающих конструкций, через которые проникает шум.

Таблица 4.7 - расчетные значения $К_{трЬ}$, $К_{тр2}$, $К_{тр3}$ и $К_{тр4}$

£ Гц	$в_и$	К-трі	К-тр2	К-тр3	$К_{тр4}$
63	12.48	6,61	9,62	-3,21	-4,18
125	11.904	17,10	20,11	7,27	6,31
250	12.288	19,26	22,27	9,44	8,47
500	14.4	16,99	20,00	7,17	6,20
1000	19.2	19,78	22,79	9,96	8,99
2000	28.8	19,57	22,58	9,75	8,78

4000	46.08	5,45	8,46	-4,37	-5,34
8000	80.64	100,61	103,62	90,79	89,82

Сделав расчеты и используя таблицы 4.6 [7] и 4.7 [7] методических указаний, можем выбрать конструкции обеспечивающие необходимую звукоизоляцию. Для стен и перекрытий 81 и 82 используем кирпичную кладку. Дверь 83 используем обыкновенную филенчатую. Для окон 84 выберем стеклопластик с толщиной 1 мм. Данная конструкция позволит осуществить полную изоляцию.

Выводы

1. Выбор типа производственного помещения определяется технологическим процессом, возможностью борьбы с шумом, вибрациями и загрязнением воздуха. Наличие больших оконных проемов и фонарей должно обеспечивать хорошую естественную освещенность. В помещении обязательно устройство вентиляции.
2. Расчетано естественное и искусственное освещение в турбинном цехе.
3. Проведен акустический расчет уровня шума в котельном цехе.
4. Выполнен расчет мероприятий для снижения шума.
5. Показано влияние электрических и магнитных полей на человека и способы защиты от их воздействия.

5 Технико-экономическое обоснование

5.1 Цели и задачи проекта

Природные, в первую очередь, топливо - энергетические ресурсы являются национальным достоянием Казахстана. Повышение эффективности использования всех видов энергоресурсов внутри страны с применением в широких масштабах энергосберегающих технологий в промышленности и в быту, является важнейшей задачей энергетической политики, а энергетический комплекс играет особую роль в развитии государства, в повышении качества жизни населения и является базой для возрождения экономики республики, что ставит его на одно из первых мест в приоритетности по инвестициям, всемерному ускорению развития.

Анализ состояния энергетического комплекса доставшегося в наследство от бывшего СССР показал вопиющее отставание республики в этой отрасли. В связи с тем, что основные комплексы, вырабатывающие и распределяющие электроэнергию, после распада остались на территории бывших союзных республик, в стране в середине 90-х годов начался энергетический кризис. Одной из первейших задач государства стало решение проблем энергоснабжения.

Целью проектирования КЭС в Южном регионе является ликвидация

дефицита электрической энергии в этой области. Из-за отсутствия добываемых первичных ресурсов, многим станциям в этом регионе приходиться работать на привозном топливе, что приводит к нежелательному увеличению стоимости электроэнергии.

Так в 1990 году при электропотреблении Южного региона 26,4 млрд.кВтч собственное производство составляло 16,3 млрд.кВтч, более 10 млрд.кВтч импортировалось из других регионов республики. А в 2004 году при снизившемся электропотреблении до 12,543 млрд.кВтч, на собственных электростанциях региона было произведено лишь около 6,870 млрд.кВтч, а недостающие 5,771 млрд.кВтч были импортированы.

Проектируемая станция, работающая на газе мощностью 500 МВт,способна выработать более 10 млрд.кВтч электроэнергии в год и покрытьдефицит региона.

В целом можно сказать, что проектирование КЭС вразрезесуществующих проблем - задача актуальная.

5.2 Динамика изменения тарифов на электроэнергию в Южном регионе Казахстана за период 2012-2015 год

Выручка от производственной деятельности электросетевых объектов образуется от продажи электроэнергии в сеть с учетом сложившегося тарифа на электроэнергию.

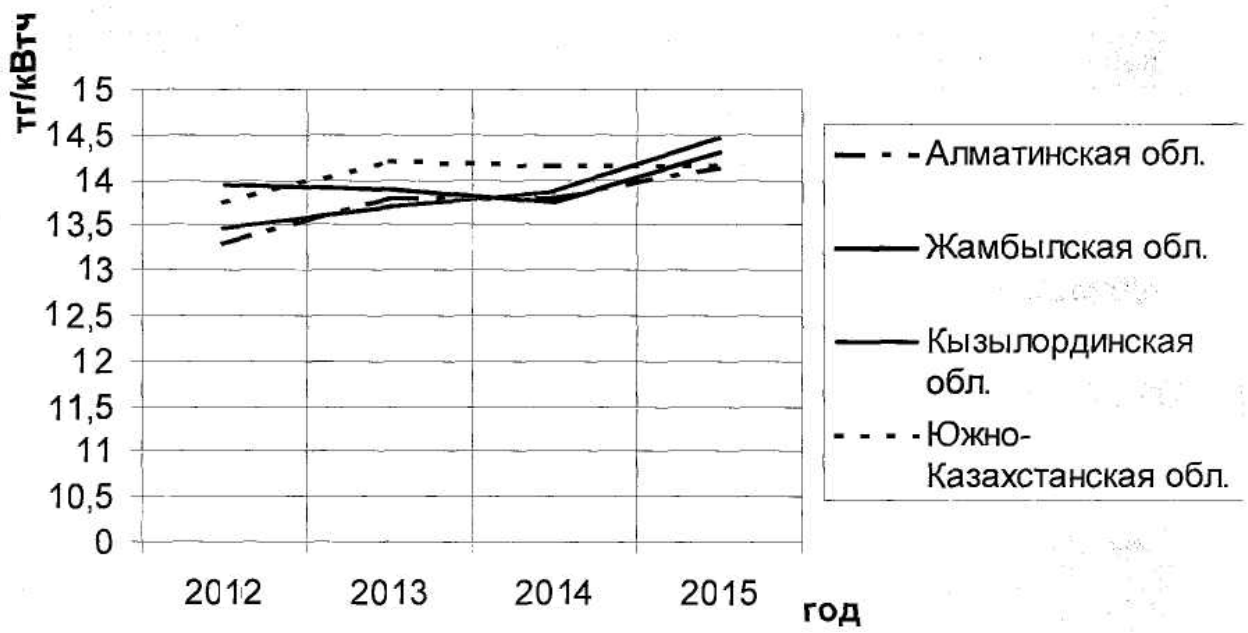
За последние несколько лет тарифы на электроэнергию неоднократно менялись. Все данные по тарифам за 2012-2015 г.г. сведены в таблицу 5.2.1

Таблица 5.2.1 Динамика изменения тарифов на электроэнергию по областям Южного региона

Название области	Тарифы, тенге/кВт-ч			
	2012	2013	2014	2015
Алматинская обл.	13,3	13,79	13,79	14,14
Жамбылская обл.	13,45	13,71	13,88	14,46
Кызылординская обл.	13,94	13,9	13,75	14,31
Южно-Казахстанская	13,75	14,2	14,16	14,16

Из таблицы следует, что за 2012-2015 годы тарифы на электроэнергию имеют тенденцию к росту по всем областям Южного региона. К факторам, повлиявшим на рост тарифов можно отнести рост уровня инфляции в республике, рост цен на топливо, модернизация энергосистем, увеличение уровня потребления электроэнергии и т.д.

График изменений тарифов на электроэнергию в Южном регионе за 2012-2015 год



5.3 Расчет технико-экономических показателей станций

5.3.1 Определение капитальных вложений в строительство станций

Основные производственные фонды энергообъединения с учетом оборотных средств

$$К = 1{,}02\sum К_{СТ}, \qquad (5.1)$$

где $К_{СТ}$ - Капиталовложения в электрическую станцию.

Таблица 5.3.1 - Определение стоимости основных производственных фондов электростанций

Тип электростанции	Установленная мощность агрегатов, кВт	Количество агрегатов, шт.	Удельные капитало-вложения, у.е/кВт	Капиталовложения, тыс.тенге
КЭС	100	5х100	900	33228000

К = 33228000 тыс.тенге

5.3.2 Расчет себестоимости электроэнергии на электростанций

На себестоимость электроэнергии проектируемой КЭС, существенное

влияние имеет цена на газ. В данном проекте будет использоваться несколько цен на газ.

При цене на газ 50$ за 1000 м^3.

Годовые издержки в энергопроизводящих организациях (ЭПО) определяются как сумма издержек по отдельным электростанциям, учитывающих расходы за топливо, заработную плату, амортизацию основных фондов их текущий ремонт, общестанционные и прочие нужды.

$$И_{СТ} = \Sigma(И_Т + И_{ЗП} + И_{СОЦ.ОТЧ} + И_А + И_{ТР} + И_{ОБЩ}), \quad (5.2)$$

где $И_т$ - издержки на топливо, тыс.тенге/год;

$И_{зп}$ - издержки на заработную плату, тыс.тенге/год;

$И_{соц.\ отч.}$ - социальные отчисления, 0,215 • $И_{зп}$

$И_А$ - издержки на амортизацию, тыс.тенге/год

$И_{т.р.}$ - издержки на текущий ремонт, тыс.тенге/год

$И_{общ}$ - общестанционные издержки и прочие, тыс.тенге/год.

Издержки на топливо определяются:

$$И_Т = Э_{0СТ} \cdot В_{УД} \cdot \left(\frac{29330}{Q_{ПН} \cdot 4{,}19}\right) \cdot \frac{F}{1000}, \quad (5.3)$$

где $В_{уд}$ - теплотворная способность натур. топлива, £>$_{яя}$ =11,57-10^3, F ккал/кг;

F - цена франкопотребителя, F = 8575 тенге/т.н.т.

Средний удельный расход условного топлива $В_{уд}$, кг.у.т/ кВт-ч:

$$B_{УД} = \frac{0{,}123}{\eta_{СТ}}, \quad (5.4)$$

где $\eta_{ст}$- КПД станции, которую берем из расчета тепловой части.

$$\eta_{СТ} = \eta_{ту}\eta_{ка}\eta_{тр} = 0{,}507 \cdot 0{,}956 \cdot 0{,}98 = 0{,}475,$$

$$B_{УД} = \frac{0{,}123}{0{,}475} = 0{,}259 \text{ кг.у.т/ кВт·ч.}$$

Полезный отпуск электрической энергии $Э_{ост}$, кВт-ч:

$$Э_{0СТ} = \Sigma(P_{УСТ} - P_{С.Н.}) \cdot t_{ВЫР} \cdot Д_З + \Sigma(P_{УСТ} - P_{С.Н.}) \cdot t_{ВЫР} \cdot Д_Л, \quad (5.5)$$

где $Р_{уст}$ - установленная мощность станции, кВт;

$р_{сн}$ - производственные потери электрической энергии, кВт;

г - количество часов выработки эл. энергии
тт — количество зимних днеи, $Д_З$=183дня.
д - количество летних дней, $Д_л$ = 182 дня.

$$Э_{0СТ} = 9 \cdot (200-10) \cdot 10^3 \cdot 1830 + (180-9{,}4) \cdot 10^3 \cdot 2562 + (160-8{,}8) \cdot 10^3 \cdot 1820 + \\ + (140-8{,}2) \cdot 10^3 \cdot 2548 = 8{,}376 \cdot 10^9, \text{ кВт·ч},$$

$$И_Т = 8{,}376 \cdot 10^9 \cdot 0{,}259 \cdot \left(\frac{29330}{11{,}57 \cdot 10^3 \cdot 4{,}19} \right) \cdot \frac{8757}{1000} = 114{,}452 \cdot 10^8 \text{ тенге/год.}$$

Издержки по заработной плате $И_ш$, тыс.тенге/год:

$$И_{ЗП} = П_{ШТ} \cdot Р_{УСТ} \cdot З_{СР}, \qquad (5.6)$$

где $П_{шт}$- Штатный коэффициент для данной электростанций Руст ^{п}шт = 0,85, чел/МВт; $З_{ср}$ - установленная мощность станции, МВт;

- средний фонд заработной платы одного человека промышленно - производственного персонала, $З_{сг}$ = 30000 тенге/месяц.

$$И_{ЗП} = 0{,}85 \cdot 1200 \cdot 30000 \cdot 12 = 550800 \text{ тыс. тенге/год.}$$

Издержки по социальным отчислениям $И_{соцотч}$, тыс.тенге/год:

$$И_{СОЦ.ОТЧ} = 0{,}215 \cdot 550800 = 118422 \text{ тыс. тенге/год.}$$

Учитывая, что на действующих станциях Казахстана в структуре себестоимости на долю амортизации приходится не более 15-20 %, издержки на амортизацию будут равны:

$$И_А = \frac{И_Т \cdot 17\%}{60\%} = 3242{,}8 \cdot 10^3 \text{ тыс. тенге/год.}$$

Издержки на текущий ремонты $И_{ТР}$, тыс.тенге/год:

$$И_{1Р} = 0{,}1 \cdot 3242{,}8 \cdot 10^3 = 324{,}28 \cdot 10^3 \text{ тыс. тенге/год.}$$

Общестанционные издержки $И_{ОБЩ}$, тыс. тенге/год:

$$И_{ОБЩ} = 0{,}16 \cdot (И_{ЗП} + И_{СОЦ.ОТЧ} + И_А + И_{ТР}), \qquad (5.9)$$

$$И_{ОБЩ} = 0{,}16 \cdot (550800 + 118422 + 3242{,}8 \cdot 10^3 + 324{,}28 \cdot 10^3) = 667808{,}32 \text{ тыс.тенге/год}$$

Издержки $И_{ст}$, тыс, тенге/год:

$$И_{СТ} = (114{,}452 \cdot 10^8 + 550800 + 118422 + 3242{,}8 \cdot 10^3 + 324{,}28 \cdot 10^3 + 667808{,}32) =$$

$$= 14452391{,}887 \text{ тыс.тенге/год.}$$

Себестоимость одного кВт-ч:

$$S = \frac{И_{СТ}}{Э_{0СТ}}, \tag{5.10}$$

$$S = \frac{14452391{,}887}{8{,}376 \cdot 10^9} = 1{,}72 \text{ тенге/ кВт-ч.}$$

Таблица 5.3.2 - Зависимость себестоимости электроэнергии от стоимости газа

Стоимость 1000 м газа, $	Себестоимость электроэнергии, тенге/ кВт-ч
30	1,72
50	2,87
80	4,58

5.3.3 Определение инвестиций

Для реализаций проекта определим необходимые инвестиций:

I = К = 33228000 тыс.тенге.

Отпуск электроэнергии потребителям:

$$Э_{0СТ} = 8{,}376 \cdot 10^9 \text{ кВт·ч.} \tag{5.12}$$

Стоимость электроэнергии проектируемой КЭС будет составляет 11,84 тенге/КВт-ч, так как коэффициент рентабельности составляет 7% от себестоимости одного кВт-ч.

С учетом рентабельности доход от продажи электроэнергии будет определяться из выражения:

$$D = Э_{0СТ} \cdot (1{,}84 - S) = 8{,}376 \cdot 10^9 \cdot (1{,}84 - 1{,}72) = 6533280 \text{ тыс.тенге.} \tag{5.13}$$

Денежный поток без учета потерь в трансформаторах будет:

$$CF = П = 6533280 \text{ тыс.тенге.}$$

В примере структура финансирования суммарных инвестиций принята следующей: 25% акционерного капитала и 75% заемного с выплатой

последнего равными долями начиная со второго года эксплуатации энергообъекта.

Сроки окупаемости проекта без учета дисконтирования (РР):

$$PP = \frac{I}{CF} = \frac{33228000}{6533280} = 5{,}08 \quad \text{лет.} \qquad (5.14)$$

Определим чистую текущую стоимость инвестиций (КРУ) по вариантам. Результаты расчетов сведем в таблицу 5.2.3

Таблица 5.3.3- Определение внутренней нормы прибыли

Годы, лет	CF, тыс.тенге	1 / (1 + г)" при г = 10%	ТС, тыс.тенге	cF, тыс.тенге	1 / (1 + г)" при г = 15%	тс, тыс.тенге
0	-24921000	1	-24921000	-24921000	1	-24921000
1	6533280	0,9090909	-18981655	6533280	0,8695652	-19239886,96
2	6533280	0,8264462	-13582250	6533280	0,7561436	-14299788.66
	6533280	0,7513148	-8673699,6	6533280	0,6575162	-10004051,01
4	6533280	0,6830134	-4211381,5	6533280	0,5717532	-6268626,96
5	6533280	0,6209213	-154728,62	6533280	0,4971767	-3020432,14
			3533137,62	6533280	0,4323275	-195914,90

В заключение можно сказать, что объем необходимых инвестишш составляет 33228000 тыс. тенге. Срок окупаемости бсз учета дисконтирования составляет 5,8 лет.

5.4 Анализ конкурентоспособности проектируемой КЭС - 500 МВт с поставщиками электроэнергии от других станций в Южный регион

Одним из факторов, определяющих работу предприятия в условияхрыночной экономики, является его конкурентоспособность. Для оценкиконкурентоспособности проектируемой КЭС необходимо провестисравнительный анализ с другими поставщиками электроэнергии в данныйрегион. Основным критерием для анализа примем стоимость (тарифы)электроэнергии у потребителей. ,

На сегодняшний электроэнергия в Южный регион Казахстана, в частности в Жамбылскую область, поступает от Жамбылской ТЭЦ-4 по цене 12,71 тенге/КВт-ч, от Шымкентской ТЭЦ-3 по цене 11,62 тенге/КВт-ч, от «Шардаринской ГЭС» по цене 12,41 тенге/КВт-ч, от АПК Алматинской ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 по цене 14,30 тенге/КВт-ч, от Текелийского энергокомплекса по цене 13,64 тенге/КВт-ч, от АПК Капчагайской ГЭС по цене 13,01 тенге/КВт-ч.

Стоимость электроэнергии проектируемой КЭС составляет 11,84 тенге/КВт-ч. Для исследуемого региона КЭС-500 передает электроэнергию через

ОАО «Туркестанэнерго», которое в свою очередь добавляет за транспортировку 1,80 тенге по своим сетям за 1 кВтч мощности до потребителя электроэнергии. В итоге «на выходе» мы получаем 12,84 тенге/КВт-ч.

Для потребителей города Тараз проектируемая станция должна передавать электроэнергию через ОАО «КЕООС» и сети ЗАО «ЖЭС».

Тариф ОАО «КЕООС» для передачи электроэнергии на расстояние от проектируемой станции рассчитывается по формуле:

$$T = 0{,}253 + 0{,}000784 \cdot L \qquad (5.15)$$

Для 1=220 км, Т = 0,253 + 0,000784-220 = 0,425 тенге/КВт-ч

Тариф ЗАО «ЖЭС» за транспортировку составляет 1,28 тенге/КВт-ч, а итоговая стоимость электроэнергии для потребителей города Тараз - 13,55 тенге/КВт-ч.

В городе Тараз по тарифам проектируемая КЭС-500 МВт может составить конкуренцию следующим энергетическим компаниям: Текелийскому энергокомплексу - 13,64 тенге/КВт-ч, Павлодарской ТЭЦ-2 - 13,9 тенге/КВт-ч, Кызылординской ТЭЦ-б - 13,97 тенге/КВт-ч, Карагандинским ГРЭС-1 и ГРЭС-2 — 14,22 тенге/КВт-ч и другие. Следует отметить, что на данном рынке существует ряд компаний, по отношению к которым, проектируемая станция неконкурентоспособна в тарифном плане. Это - Жамбылская ТЭЦ-4 - 12,29 тенге/КВт-ч, Шульбийская ГЭС - 12,91 тенге/КВт-ч и другие.

В целом, можно сделать выводы, что проектируемая КЭС-500 МВт в Южном регионе Казахстана может конкурировать со многими поставщиками электроэнергии от других станций, предоставляя электроэнергию по более низким тарифам. Также можно предположить, что в перспективе необходимость транспортировки электроэнергии из других регионов снизится за счет электроэнергии, вырабатываемой проектируемой станцией.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с заданием на дипломную работу, была спроектирована электростанция типа КЭС мощностью 500 МВт в Южном регионе Казахстана.

Принята наиболее оптимальная и экономичная главная схема путем сравнения различных вариантов построения аналогичных КЭС. Выбранное коммутационное и измерительное оборудование отвечает современным требованиям по экономичности и надежности.

При проектировании станции были соблюдены все требования по экологии и безопасности жизнедеятельности. Выбор в качестве основного топлива для данной станции природного газа позволил значительно уменыпит выбросы вредных веществ в окружающую среду.

Произведенный расчет экономической эффективности спроектированной станции КЭС мощностью 500 МВт показал, что проект рентабелен и окупаемость проекта составляет 6 лет. Спроектированная станция покрывает потребности в электрической энергии Южного региона Казахстана и будет выдавать ежегодно более 5,3 млрд. кВтч электроэнергии.

Перечень сокращении

g_o – активная дополнительная проводимость;
g – активная проводимость изоляции сети;
ВЛ – воздушная линия;
PV – вольтметр;
QF – выключатель нагрузки;
b_o – емкостная дополнительная проводимость;
b – емкостная проводимость изоляции сети;
TV – измерительный трансформатор напряжения;
КЛ – кабельная линия;
$U_л$ – Линейное напряжение;
ЛЭП – линия электропередач;
U_o – напряжение нулевой последовательности;
НН П – напряжение нулевой последовательности;
$U_{фо}$ – напряжение фазы относительно земли;
ОЗЗ – однофазное замыкание на землю;
S – переключатель;
y – полная проводимость изоляции сети;
I_o – ток однофазного замыкания на землю;
$I_{ут}$ – ток утечки;
I – электрический ток.

В дипломной работе использованы традиционные для литературы по электроснабжению единицы измерения: А, В, Ом, См, кВ, кОм·км, с, км, мм^2, кВт, кВАр, кВА.

Перечень терминов

В настоящей дипломной работе применяют следующие термины с соответствующими определениями:

Турбогенераторы - называют синхронные генераторы трехфазного тока, приводимые во вращение паровой или газовой турбиной.

Воздушная линия (ВЛ) электропередач (напряжением до 1 кВ)– устройство для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенное на открытом воздухе и прикрепленное при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам, стойкам на зданиях и инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т.п.).

Изолированная нейтраль – нейтраль трансформатора или генератора, не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через приборы сигнализации, измерения, защиты, заземляющие дугогасящие реакторы и подобные им устройства, имеющие большое сопротивление.

Кабельная линия – линия для передачи электроэнергии или отдельных импульсов, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями.

Качество энергии – система показателей, устанавливаемая государственными стандартами или иными нормативными актами, подтверждающая потребительские свойства и пригодность энергии для потребления.

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – РУ, состоящее из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики, поставляемое в собранном или полностью подготовленном для сборки виде и предназначенное для внутренней установки.

Надежность электроснабжения – способность выполнять заданные функции, сохраняя эксплуатационные показатели в условиях, оговоренных в нормативных документах.

Напряжение нулевой последовательности – одно из напряжений трехфазнойсистемы напряжений нулевого следования фаз.

Однофазное замыкание на землю – замыкание на землю одной из фаз электроустановки в трехфазной системе с незаземленными или резонансно-заземленныминейтралями силовых элементов.

Потребитель электрической энергии – электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

Распределительное устройство (РУ) – электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии и содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы.

Система электроснабжения – совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией.

Электрическая сеть – совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящего из подстанции, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории.

Электрическая сеть общего назначения – электрическая сеть энергоснабжающей организации, предназначенная для передачи электрической энергии различным потребителям (приемникам электрической энергии).

Электрическая подстанция – электроустановка, предназначенная для преобразования и распределения электрической энергии и состоящая из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительных устройств, управления и вспомогательных сооружений.

В зависимости от преобладания той или иной функции подстанции они называются трансформаторными или преобразовательными.

Электроустановка – совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования, предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другой вид энергии.

Список литературы

1. Проектирование схем электроустановок. Балаков Ю.Н. – М.: МЭИ, 2006 г.

2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций - М.:Академия. 2006.

3. Электрическая часть станций и подстанций. Под ред. А.А. Васильева - М.: Энергоатомиздат. 1990.

4. Неклепаев Б.Н., Электрическая часть электростанций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.; ил.

5. Хожин Г.Х., Михалкова Е.Г., Соколова И.С. Электрические станции и подстанции. Конспект лекций для студентов всех форм обучения специальности 050718 – Электроэнергетика. – Алматы: АУЭС, 2015. – 54 с.

6. Соколов С.Е., Оржанова Ж.К., Дусимов А.А. Измерительные трансформаторы тока и напряжения. Методические указания к выполнению лабораторных работ по курсу «Электрические станции и подстанции» для студентов всех форм обучения специальности 050718 – Электроэнергетика. - Алматы: АИЭС, 2008. – 27 с.

7. Кузембаева Р.М., Соколов С.Е., Хожин Г.Х. Электрические станции и подстанции. Методические указания к выполнению лабораторных работ для студентов всех форм обучения специальностей 050718 – Электроэнергетика. – Аламты: АИЭС, 2009. – 33 с.

8. С.Е. Соколов, Г.Х. Хожин, Е.Г. Михалкова. Методические указания к расчетно-графической работе № 1 для студентов специальностей 050718 – Электроэнергетика и 5В081200 – Энергообеспечение сельского хозяйства – Алматы: АУЭС, 2014. – 15 с.

9. С.Е. Соколов, Г.Х. Хожин, Е.Г. Михалкова. Методические указания к расчетно-графической работе № 2 для студентов специальностей 050718 – Электроэнергетика и 5В081200 – Энергообеспечение сельского хозяйства – Алматы: АУЭС, 2014. – 16 с.

11. Крючков И.П., Кувшинский Н.Н., Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования.- Энергия, 1989.

12. Сибкин Ю.Д.. Электрические подстанции. М.: РадиоСофт, 2012.

13. Электротехнический справочник. Том 3, книга 1, М.: Энергоатомиздат. 1988.

14. Справочник по электроустановкам высокого напряжения. Под ред. И.А.Баумштейна – М.: Энергоатомиздат. 1989.

15. Кузембаева Р.М., Соколов С.Е., Хожин Г.Х. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие. Алматы: АИЭС, 2006. –92 с.

16. Леньков Ю.А., Хожин Г.Х. Выбор коммутационных аппаратов и токоведущих частей распределительных устройств электрических станций и подстанций. Павлодар: ПГУ, - 2003 – 211 с.

17. http://www.kegok.kz – сайт АО Kegok