

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
Специальность 5В071800 - Электроэнергетика
Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Орабеков Ильяс Шехенович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Электроснабжение Кшигынского завода

утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 2013 г.

Срок сдачи законченной работы «__» _____ 20__ г.

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

Генеральной план Кшигынского завода. Гидравлический режим в водостанции энергосистемы на которой установлено два трехфазных трансформатора мощностью по 63 МВА, напряжение 115/37/10,5 кВ. Мощность п.з. на стороне 115 кВ трансформаторов равна 1100 МВА

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

Расчет электрических нагрузок по заводу,

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Рекомендуемая основная литература

Барыкин Ю.Г., Федоров А.Е., Зинишкова М.З., Силирова А.Г. Справочник по проектированию электрооборудования. 1990 г.

Кудрин Б.И. Электрооборудование промышленных предприятий: Учебник для студентов высших учебных заведений. Издательство Инженерное, 2005 г.

Охрана окружающей среды: Учебник для технических вузов. Под ред. Белова С.В. 2-е изд., пер. и доп. - Москва: Высшая школа, 1995 г.

Капитанов Ф.В. Методические указания к выполнению РГР по "Экологии" для всех групп ВУЗов, 1999 г.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Основная часть	Шляпкина О.П.	5.01 - 30.05.14	Шляпкина
Инженерная часть	Валиева А.М.	02.04 - 30.05.14	Валиева
БНН	Саматова Т.С.	1.04 - 10.05.14	Саматова

Андатпа

Бұл дипломдық жоба «Химикалық зауыттың электрмен жабдықтау» тақырыбы бойынша орындалған. Жобада электрлік жүктемені есептеу жүргізілген, қысқаша тұйықталу тоғы есептелген, жабдықты таңдау жүргізілген. Жобаның арнаулы бөлімінде механикалық жолымен құрастырылған цехтің жарық-техникалық қондырғысы қарастырылған. Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімінде жерге қосу есебі жүргізіліп, жұмыс орынында шудың деңгейі есептеліп, еңбек шарттарына талдау жасалынды. Дипломдық жобаның экономикалық бөлімінде қосалқы сансаның құрылысының экономикалық бағасы жасалынған.

Аннотация

Дипломный проект выполнен на тему «Электроснабжение Химического завода». В проекте произведен расчет электрических нагрузок, расчет токов короткого замыкания, сделан выбор оборудования. В специальной части рассмотрено освещение механосборочного цеха. В разделе Безопасность жизнедеятельности произведен расчет зануления, расчет уровня шума на рабочем месте и проведен анализ условий труда. В экономической части дипломного проекта произведена экономическая оценка инвестиций в строительство подстанции.

Annotation

The graduation project is executed on the theme "Electricity Chemical plant ". The project calculated the electrical loads, calculation of short circuit currents, made choice of equipment. A special coverage of the considered mechanical assembly shop. Under Health and Safety calculated the vanishing of the calculation of noise in the workplace and the analysis of working conditions. In the economic part of the graduation project made economic evaluation of investments in the construction of the substation.

Содержание

Перечень сокращений и обозначений	5
Введение	6
1 Электроснабжение химического завода	7
1.1 Технологический процесс коксохимического производства	7
1.2 Исходные данные	11
2 Расчет электрических нагрузок	12
2.1 Расчет электрических нагрузок по предприятию	12
2.2 Расчет осветительной нагрузки	12
2.3 Выбор числа цеховых трансформаторов на напряжение 0,4 кВ	17
2.4 Расчет электрических нагрузок на шинах 10 кВ	19
3 Сравнение вариантов внешнего электроснабжения	25
3.1 Вариант 1	25
3.2 Вариант 2	33
3.3 Вариант 3	42
4 Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания $U > 1$ кВ	44
4.1 Расчет токов короткого замыкания $I_{кз}$ ($U = 10$ кВ)	44
4.2 Выбор оборудования	49
5 Электроснабжение ремонтно-механического цеха 0,4 кВ	59
5.1 Исходные данные	59
5.2 Расчет электрических нагрузок ремонтно-механического цеха	64
5.3 Расчет осветительной нагрузки	64
5.4 Суммарная нагрузка цеха	65
5.5 Выбор оборудования	69
5.6 Расчет токов короткого замыкания	77
6 Безопасность жизнедеятельности	83
6.1 Анализ условий труда оператора котельной	83
6.2 Разработка естественной вентиляции для котельной	85
6.3 Определение санитарно-защитной зоны	89
7 Экономическая часть	98
7.1 Цели разработки проекта	98
7.2 Анализ рынка сбыта	98
7.3 Тарифы на электроэнергию	98
7.4 План производства	99
7.5 Организационный план	99
7.6 Юридический план	99
7.8 Расчет технико-экономических показателей подстанции	100
7.9 Определение ежегодных издержек производства	101
7.10 Расчет себестоимости и прибыли	103
7.11 Расчет эффективности инвестиций	104
Заключение	107
Список литературы	108

Перечень сокращений и обозначений

- ВБК - высоковольтные батареи конденсаторов
- ВН - высокое напряжение
- ГЛ - газоразрядные лампы
- ГПП - главная понизительная подстанция
- ИС - источник света
- КЗ - короткое замыкание
- КРУ - комплектное распределительное устройство
- ЛН - лампы накаливания
- ЛЭП - линия электропередач
- НБК - низковольтные батареи конденсаторов
- НН - низкое напряжение
- РУ - распределительное устройство
- СД - синхронный двигатель
- СН - среднее напряжение
- ТП - трансформаторная подстанция

Введение

Целью работы данного дипломного проекта является электроснабжение химического завода. Данное промышленное предприятие занимается производством кокса.

Завод работает в 3 смены и имеет категории I, II и III по надежности электроснабжения в зависимости от осуществляемых производственных и административных функций, что необходимо учитывать при проектировании СЭС любого предприятия.

Рационально спроектированная система электроснабжения промышленного предприятия должна удовлетворять ряду требований: высокой надежности и экономичности, безопасности и удобства в эксплуатации, обеспечение требуемого качества электроэнергии соответствующих уровней напряжения, стабильность частоты и т.д. Должны также предусматриваться кратчайшие сроки выполнения строительно-монтажных работ и необходимая гибкость системы, обеспечивающая возможность расширения при развитии предприятия без существенного усложнения и удорожания первоначального варианта. Таким образом, многообразие факторов, которые необходимо учитывать при проектировании электроснабжения предприятия, повышает требования к квалификации инженеров электриков. Вопросы рационального электроснабжения не должны решаться в отрыве от общей энергетики данного района. Решения должны приниматься с учетом перспективного плана электрификации района.

Для определения оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения, параметров электросети и ее элементов, необходимо проведение технико-экономических расчетов. При этом необходимо произвести всесторонний анализ технических и экономических показателей. Только сопоставление и анализ всех технико-экономических показателей, характеризующих возможные варианты, позволяет провести выбор наилучшего решения. Следующим этапом расчетов является окончательное определение схемы электроснабжения и ее параметров, выбор необходимого электрооборудования, проводов и кабелей.

Большое внимание следует также уделять вопросам охраны труда и оценки экономической эффективности принимаемых решений.

1 Электроснабжение химического завода

1.1 Технологический процесс коксохимического производства

Коксохимическое производство является основным производителем твердого топлива - кокса, путем сжигания которого получают тепловую энергию, а путем переработки - сырье для химической промышленности.

Основные потребители кокса - черная и цветная металлургия, литейное производство и химическая промышленность. Около 75% всего производимого кокса расходуется на выплавку чугуна в доменных печах. В СНГ ежегодно производится около 30 млрд. м³ коксового газа, 1млн. т. сырого бензола и 3млн. т. каменноугольной смолы. В настоящее время в отрасли вырабатывается свыше 3,5 млн. т. химических продуктов коксования. Ассортимент коксохимических продуктов составляет более 200 наименований.

В основе коксохимического производства лежит процесс пиролиза углей, или их сухой перегон. Он связан с нагреванием продукта без доступа воздуха. Цель пиролиза - отделение углерода от остальных веществ, содержащихся в углях.

Процесс пиролиза углей состоит из 5 стадий.

На стадии сушки при нагревании углей до 200⁰С происходит отделение влаги и адсорбированных газов – оксида углерода II, метана и др.

При начальном разложении(200...350⁰С) начинается плавление смолистых веществ и испарение углеводородов, а также разложение некоторых менее стойких, преимущественно кислородосодержащих органических соединений.

На стадии пластического состояния(350...500⁰С) уголь размягчается. Начинается интенсивное испарение углеводородов, смол и продолжается разложение углеводородов, азотистых и сернистых соединений.

В стадии образования полукокса(500...600⁰С) заканчивается процесс разложения испарения углеводородов и легкоплавких смол, благодаря чему пластическая масса твердеет (спекается). Такой спек (смесь углерода и тугоплавких смол) называется полукоксом.

При образовании кокса (при температуре свыше 600⁰С) начинают разлагаться тугоплавкие смолы с выделением моноциклических ароматических углеводородов, их производных и водорода. В спеке остается новообразовавшийся кристаллический углерод, связывающий первичные чешуйки углерода в угле. Обычно этот процесс заканчивается при температуре около 1000⁰С. Полученный продукт называется коксом.

Технологический процесс коксохимического завода начинается с подготовки сырья и приготовления шихты. Процесс подготовки сырья должен обеспечивать получение шихты заданного химического состава с учетом допустимого содержания примесей, заданного размера угольных частиц и влажности.

Поступающий на завод уголь разных марок разделяется по составу и свойствам на группы, дробится и перемешивается в пределах каждой группы. Затем после дозирования на автоматических весах он обогащается путем грохочения, обеспыливания, мытьем, флотацией и другими методами с целью устранения посторонних примесей. Далее компоненты шихты подвергаются сушке и окончательному дроблению до крупности зерен не более 3 мм. Подготовленные таким образом компоненты шихты подаются в смесительные машины, а затем в бункеры накопителя угольной башни.

Готовая шихта из угольной башни определенными дозами высыпается в бункеры загрузочного вагона, который доставляет ее в камеры коксовых батарей.

Коксовая батарея представляет систему нескольких десятков коксовых камер, в которых происходит процесс коксования угольной шихты. Коксовая камера выложена огнеупорным кирпичом, длина составляет 13...15 метров, высота 5...5,5 метров при ширине 0,4...0,5 метра. Такая форма камеры обеспечивает более быстрый и равномерный прогрев шихты. В своде камеры имеются 3-4 люка, закрывающихся герметичными крышками, для загрузки шихты. Торцевые стороны камер также закрываются герметичными металлическими дверьми. Вверху камеры имеются стояки для отвода газообразных продуктов коксования в газосборнике.

Между камерами расположены обогревательные простенки, состоящие из системы отопительных каналов, в которых горячие газы обогревают стенки камеры. Под камерами находятся регенераторы, служащие для подогрева отходящими газами воздуха и газа, подаваемых через газопроводы в отопительные каналы.

По рельсовому пути, расположенному над коксовыми камерами перемещается в загрузочный вагон, который через загрузочные люки подает шихту в коксовые камеры. Он снабжен специальными механизмами, отвинчивающими и завинчивающими крышки люков.

Вдоль одной из сторон батареи по рельсовому пути перемещается коксовыталькиватель- машина, которая после окончания процесса коксования вскрывает двери камеры и выталькивает образовавшийся кокс. С другой стороны по рельсовому пути перемещается тушильный вагон, который принимает раскаленный кокс, транспортирует его под башню для тушения и затем выгружает на рампу.

Процесс коксования начинается после подачи загрузочным вагоном отмеренной дозы шихты в камеру. Загрузочные люки закрываются, и включаются подогревающие устройства. В начале из шихты выделяются вода и газы, затем она плавится и оседает. При дальнейшем повышении температуры происходит вспучивание шихты за счет выделяющихся паров и газов и затем постепенно ее отвердевание. На последней стадии коксования начинается усадка и растрескивание спека. К концу процесса коксования образуется так называемый коксовый пирог. Выделяющиеся парогазовые фракции по стоякам отводятся в газосборник.

Нагрев шихты идет от нагреваемых поверхностей к центру камеры, поэтому в силу малой теплопроводности шихты на разных расстояниях от стенок одновременно проходят разные стадии коксования.

Процесс коксования в зависимости от состава шихты, теплоты сгорания топлива и размеров камеры длится 14...17 ч. По окончании процесса коксования нагревающего устройства выключаются, стояки перекрываются, а к дверям камеры подводится выталкиватель, который выгружает коксовый пирог в тушильный вагон, медленно движущийся вдоль батареи. Затем выталкиватель навешивает двери освободившейся камеры и отправляется к следующей камере, а загрузочный вагон открывает загрузочные люки и производит загрузку новой дозы шихты.

Выгруженный кокс подвергается тушению, так как при соприкосновении с воздухом он загорается. Тушильный вагон доставляет его в башню, где он гасится водой. После гашения кокс высыпается из вагона на рампу-наклонную бетонированную площадку, где остывает в течение 20 минут. Остывший кокс транспортерами подается на коксортировку.

Летучие продукты, полученные в процессе коксования, представляют смесь паров и газов, которая называется прямым коксовым газом. Из 1 т. шихты влажностью 6% при коксовании получают около 270 кг или 330 м³ прямого коксового газа.

Содержание основных составляющих прямого коксового газа на 1 т. шихты: каменноугольная смола - около 32 кг, сырой бензол- 10, аммиак- 3, сероводород- 5, вода- 80 и так называемый обратный газ- 140 кг.

Коксохимическое производство до недавнего времени было единственным поставщиком бензолных углеводородов. С развитием нефтепереработки, позволяющей получать эти продукты при капиталовложениях в 1,5 раза меньше, его доля в производстве бензолных углеводородов снизилась до 40%. Однако в связи с тем, что бензол является попутным продуктом при получении кокса, коксохимическое производство остается одним из основных поставщиков бензолного сырья для органического синтеза. Легкую фракцию перерабатывают вместе с сырым бензолом. Из других фракций посредством ректификации, обработки химическими реагентами или вымораживанием с последующей кристаллизацией можно получить около 300 высококачественных химических соединений.

Коксохимический завод включает в себя следующие производственные цеха, перечисленные ниже.

Угледготовка. Обычно состоит из отделений: углеприем, где выполняются работы по разгрузке из вагонов угля, угольных складов, где хранится оперативный запас угля всех марок и их усреднения; обогатительного отделения, где производится предварительное дробление, угли измельчаются до размеров 80-0 мм или 50-0 мм, отсеивается угольная пыль и последующая флотация шлама, и его сушка; дозирочного отделения, предназначенного для составления угольной шихты, окончательного измельчения угольной шихты и ее компонентов. После чего шихта поступает в угольную башню, а оттуда в коксовый

цех.

Отделение улавливания химических продуктов коксования: конденсации, машинное, сульфатное, аммиачное, бензольное, обесфеноливающая установка, известковое отделение. В состав отделения конденсации входят осветлители для отделения воды и механических примесей от каменноугольной смолы, первичные газовые холодильники для охлаждения прямого коксового газа и выделения из него смолы и воды.

В машинном отделении располагаются газодувки-нагнетатели, отсасывающие прямой коксовый газ из газосборника коксовых печей и осуществляющие дальнейшую транспортировку его через улавливающую аппаратуру, и далее потребителям.

В сульфатном цеху производится улавливание и получение сульфата аммония.

В аммиачном цеху с обесфеноливающей установкой извлекается аммиак, фенолы и в виде фенолят натрия отправляют на централизованную переработку.

Насосная серной кислоты предназначена для перегонки серной кислоты полученной в цехах сероочистки (поступающая в дальнейшем на нужды промышленности).

В бензольном цеху из прямого коксового газа поглотительным маслом улавливают бензольные углеводороды, которые после выделения из поглотительного масла направляются на дальнейшую обработку. Основными товарными продуктами являются чистые бензол и его геммологи: толуол, ксилол.

К вспомогательным цехам относят: ремонтно-механический цех, специализированный цех по ремонту коксохимического оборудования и другие отделения занятые ремонтом оборудования. Очистные сооружения предназначены для конечной (полной) биохимической очистки воды использованной в процессе производства и дальнейший её сброс или повторное использование в производстве.

1.2 Исходные данные

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы на которой установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью по 63 МВА, напряжением 115/37/10,5 кВ. Мощность к.з. на стороне 115 кВ трансформаторов равна 1100 МВА. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 Электрические нагрузки по цехам

№№ п/п	Наименование	Кол-во ЭП, п	Установленная мощность, кВт	
			Одного ЭП, P_n	ΣP_n
1	2	3	4	4
1	Заводоуправление, столовая	33	1÷ 45	500
2	Лаборатория	90	10÷ 100	2600
3	<i>Компрессорная:</i>			
	а) 0,4 кВ	25	1÷ 35	200
	б) СД 10 кВ	4	1500	6000
4	Углеподготовка	110	1÷ 50	2300
5	Материальный склад	12	1÷ 12	60
6	<i>Насосная:</i>			
	а) 0,4 кВ	15	10÷ 20	150
	б) СД 10 кВ	2	630	1260
7	Бензольный цех №1	55	1÷ 40	1700
8	Бензольный цех №2	56	1÷ 45	1900
9	Котельная	85	10÷ 20	550
10	Ремонтно-механический цех	38	5÷ 40	300
11	Склад готовой продукции	8	1÷ 15	60
12	Цех сульфата аммония №1	42	1÷ 30	600
13	Аммиачный цех №1	55	1÷ 90	2000
14	Цех сжигания газов	35	10÷ 50	900
15	Аммиачный цех №2	43	10÷ 40	1300
16	Цех сульфата аммония №2	32	1÷ 60	1000

2 Расчет электрических нагрузок

2.1 Расчет осветительной нагрузки

Расчет осветительной нагрузки при определении нагрузки предприятия производим упрощенным методом по удельной плотности осветительной нагрузки на квадратный метр производственных площадей и коэффициенту спроса [1].

По этому методу расчетная осветительная нагрузка принимается равной средней мощности освещения за наиболее загруженную смену и определяется по формулам:

$$P_{po} = K_{co} \cdot \rho_o \cdot F, \text{кВт}; \quad (2.1)$$

$$Q_{po} = \text{tg} \varphi_o \cdot P_{po}, \text{кВАр}, \quad (2.2)$$

где K_{co} – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;
 $\text{tg} \varphi_o$ – коэффициент реактивной мощности, определяется по $\cos \varphi$;

P_{yo} – установленная мощность приемников освещения по цеху, определяется по удельной осветительной нагрузке на 1 м^2 поверхности пола известной производственной площади;

F – площадь производственного помещения, которая определяется по генеральному плану завода, м^2 ;

ρ_o – удельная расчетная мощность, $\text{кВт}/\text{м}^2$.

Все расчетные данные заносятся в таблицу 2.1.

2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчет электрических нагрузок напряжением до 1 кВ по цехам предприятия производим методом упорядоченных диаграмм упрощенным способом [1]. Результаты расчета силовых и осветительных нагрузок по цехам сведены в таблицу 2.2.

Таблица 2.1 Расчет осветительной нагрузки

№ по плану	Наименование производственного помещения	Размеры помещения, длина (м) × ширина (м)	Площадь помещения, м ²	Удельная осветительная нагрузка ρ _о , кВт/м ²	Коэф. спроса, К _с	Расчетная мощность осветительной нагрузки		cosφ / tgφ	Тип источника света
						Р _{ро} , кВт	Q _{ро} , квар		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Заводоуправление, столовая	36x24	864	0,02	0,9	17,28	15,55	0,9/0,48	ЛЛ
2	Лаборатория	66x30	1980	0,015	0,85	29,70	25,25	0,9/0,48	ДРЛ
3	<i>Компрессорная:</i>	36x20	720	0,013	0,7	9,36	6,55	1/0	ЛН
4	Угледготовка	56x20	1120	0,015	0,85	16,80	14,28	0,9/0,48	ДРЛ
5	Материальный склад	50x10	500	0,01	0,6	5,00	3,00	1/0	ЛН
6	<i>Насосная:</i>	34x10	340	0,013	0,7	4,42	3,09	1/0	ЛН
7	Бензольный цех №1	50x10	500	0,015	0,85	7,50	6,38	0,9/0,48	ДРЛ
8	Бензольный цех №2	50x10	500	0,015	0,85	7,50	6,38	0,9/0,48	ДРЛ
9	Котельная	32x42	1344	0,013	0,7	17,47	12,23	1/0	ЛН
10	Ремонтно-механический цех	14x36	504	0,015	0,85	7,56	6,43	0,9/0,48	ДРЛ
11	Склад готовой продукции	56x16	896	0,01	0,6	8,96	5,38	1/0	ЛН
12	Цех сульфата аммония №1	56x16	896	0,015	0,85	13,44	11,42	0,9/0,48	ДРЛ
13	Аммиачный цех №1	55x14	770	0,015	0,85	11,55	9,82	0,9/0,48	ДРЛ
14	Цех сжигания газов	55x14	770	0,015	0,85	11,55	9,82	0,9/0,48	ДРЛ
15	Аммиачный цех №2	60x18	1080	0,015	0,85	16,20	13,77	0,9/0,48	ДРЛ
16	Цех сульфата аммония №2	60x18	1080	0,015	0,85	16,20	13,77	0,9/0,48	ДРЛ
	Освещение территории		30524	0,005	1	152,62	73,26	0,9/0,48	ДРЛ

Таблица 2.2 Расчет электрических нагрузок по цехам, U = 0,4кВ

№ цехов	Наименование цехов	Кол-во ЭП, n	Установленная мощность, кВт		m	Ки	cosφ /tgφ	Средние нагрузки		n _э	Км	Расчетные нагрузки			Iр, А
			P _{н min} ÷ P _{н max}	ΣP _н				P _{см, кВт}	Q _{см, квар}			P _{р, кВт}	Q _{р, квар}	S _{р, кВА}	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Заводуправление, столовая														
	а) силовая	33	1÷ 45	500	> 3	0,4	0,7/1,02	200	204,04	22	1,2	240	204,041		
	б) осветительная											15,55	7,53		
	Итого											255,55	211,57	331,77	478,87
2	Лаборатория														
	а) силовая	90	10÷ 100	2600	> 3	0,3	0,7/1,02	780	795,76	52	1,1	858	795,759		
	б) осветительная											25,25	12,23		
	Итого											883,25	807,99	1197,06	1727,8
3	Компрессорная:														
	а) силовая	25	1÷ 35	200	> 3	0,6	0,7/1,02	120	122,42	11	1,3	156	122,424		
	б) осветительная											6,55	0,00		
	Итого											162,55	122,42	203,50	293,7
4	Углеподготовка														
	а) силовая	110	1÷ 50	2300	> 3	0,5	0,75/0,88	1150	1014,2	92	1,1	1265	1014,2		
	б) осветительная											14,28	6,92		
	Итого											1279,3	1021,1	1636,84	2362,6
5	Материальный склад														
	а) силовая	12	1÷ 12	60	> 3	0,3	0,8/0,75	18	13,5	10	1,6	27,9	14,85		
	б) осветительная											3,00	0,00		
	Итого											30,9	14,9	34,28	49,5
6	Насосная:														
	а) силовая	15	10÷ 20	150	< 3	0,6	0,7/1,02	90	91,82	15	1,2	108	91,82		
	б) осветительная											3,09	0,00		
	Итого											111,1	91,8	144,13	208,0

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
7	Бензольный цех №1														
	а) силовая	55	1÷ 40	1700	> 3	0,5	0,75/0,88	850	749,63	85	1,1	935	749,63		
	б) осветительная											6,38	3,09		
	Итого											941,4	752,7	1205,31	1739,7
8	Бензольный цех №2														
	а) силовая	56	1÷ 45	1900	> 3	0,5	0,75/0,88	950	837,82	84	1,1	1045	837,82		
	б) осветительная											6,38	3,09		
	Итого											1051,4	840,9	1346,30	1943,2
9	Котельная														
	а) силовая	85	10÷ 20	550	< 3	0,5	0,8/0,75	275	206,25	85	1,1	302,5	206,25		
	б) осветительная											12,23	0,00		
	Итого											314,7	206,3	376,29	543,1
10	Ремонтно-механический цех														
	а) силовая	38	5÷ 40	300	> 3	0,2	0,65/1,17	60	70,15	15	1,6	96	70,15		
	б) осветительная											6,43	3,11		
	Итого											102,4	73,3	125,93	181,8
11	Склад готовой продукции														
	а) силовая	8	1÷ 15	60	> 3	0,2	0,5/1,73	12	20,78	8	2	24	22,86		
	б) осветительная											5,38	0,00		
	Итого											29,4	22,9	37,22	53,7
12	Цех сульфата аммония №1														
	а) силовая	42	1÷ 30	600	> 3	0,5	0,75/0,88	300	264,58	40	1,1	330	291,03		
	б) осветительная											11,42	5,53		
	Итого											341,4	296,6	452,24	652,8
13	Аммиачный цех №1														
	а) силовая	55	1÷ 90	2000	> 3	0,5	0,75/0,88	1000	881,92	44	1,1	1100	970,11		
	б) осветительная											9,82	4,75		
	Итого											1109,8	974,9	1477,18	2132,1

Окончание таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
14	Цех сжигания газов														
	а) силовая	35	10÷ 50	900	> 3	0,3	0,7/1,02	270	275,46	35	1,2	324	303,00		
	б) осветительная											9,82	4,75		
	Итого											333,8	307,8	454,03	655,3
15	Аммиачный цех №2														
	а) силовая	43	10÷ 40	1300	> 3	0,5	0,75/0,88	650	573,25	43	1,1	715	630,57		
	б) осветительная											13,77	6,67		
	Итого											728,8	637,2	968,08	1397,3
16	Цех сульфата аммония №2														
	а) силовая	32	1÷ 60	1000	> 3	0,5	0,75/0,88	500	440,96	32	1,1	550	485,05		
	б) осветительная											13,77	6,67		
	Итого											563,8	491,7	748,08	1079,8
	Освещение территории											152,62	73,92	169,58	244,8
	Итого на шинах 0,4 кВ											8392,12	6947,84	10894,9	15725,5

2.3 Выбор числа цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ

Правильное определение числа и мощности цеховых трансформаторов возможно только путем технико-экономических расчетов с учетом следующих факторов: категории надежности электроснабжения потребителей; компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1кВ; перегрузочной способности трансформаторов в нормальном и аварийном режимах; шага стандартных мощностей; экономичных режимов работы трансформаторов в зависимости от графика нагрузки.

Данные для расчета:

$$P_{p0,4} = 8392,12 \text{ кВт};$$

$$Q_{p0,4} = 6947,84 \text{ квар};$$

$$S_{p0,4} = 10894,96 \text{ кВА}.$$

Предприятие относится ко 2 категории потребителей, предприятие работает в 3 смены, следовательно, коэффициент загрузки трансформаторов $K_{зтр} = 0,8$. Принимаем трансформатор мощностью $S_{нт} = 1600$ кВА.

Для каждой технологически концентрированной группы цеховых трансформаторов одинаковой мощности минимальное их число, необходимое для питания наибольшей расчетной активной нагрузки, рассчитывается по формуле [1]:

$$N_{т \min} = \frac{P_{p0,4}}{K_3 \times S_{нт}} + \Delta N; \quad (2.3)$$

$$N_{т \min} = \frac{8392,12}{0,8 \times 1600} + 0,44 = 7,$$

где $P_{p0,4}$ – суммарная расчетная активная нагрузка;
 K_3 – коэффициент загрузки трансформатора;
 $S_{нт}$ – принятая номинальная мощность трансформатора;
 ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

Экономически целесообразное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{т,э} = N_{\min} + m; \quad (2.4)$$

$$N_{т,э} = 7 + 0 = 7,$$

где m – дополнительное число трансформаторов;
 $N_{т,э}$ – определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности с учетом постоянных составляющих капитальных затрат $Z^*_{п/ст}$.

По выбранному числу трансформаторов определяют наибольшую реактивную мощность Q_1 , которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, определяется по формуле [1]:

$$Q_1 = \sqrt{(N_{\text{тэ}} \times S_{\text{шт}} \times K_3)^2 - P_{\text{р}0,4}^2}, \text{ квар}; \quad (2.5)$$

$$Q_1 = \sqrt{(7 \times 1600 \times 0,8)^2 - 8392,12} = 3139,1 \text{ квар.}$$

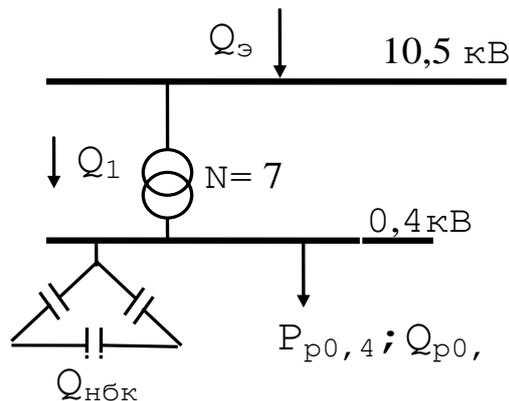


Рисунок 2.1 Схема замещения

Из условия баланса реактивной мощности на шинах 0,4 кВ определим величину $Q_{\text{НБК}}$:

$$Q_{\text{НБК}} = Q_{\text{р}0,4} - Q_1, \text{ квар}; \quad (2.6)$$

$$Q_{\text{НБК}} = 6947,84 - 3139,1 = 3808,7 \text{ квар.}$$

Определим мощность одной батареи конденсаторов, приходящуюся на каждый трансформатор:

$$Q_{\text{НБК тп}} = \frac{Q_{\text{НБК}}}{N_{\text{тэ}}} \text{ квар}; \quad (2.7)$$

$$Q_{\text{НБК тп}} = \frac{3808,7}{7} = 544,1, \text{ квар.}$$

Принимаем тип НБК: УК-0,4-600.

На основании расчетов, полученных в данном пункте составляется таблица 2.3, в которой показано распределение низковольтной нагрузки по цеховым ТП.

Таблица 2.3 Распределение низковольтной нагрузки по цеховым ТП

№ТП, Sн.тр, Qнбк	№ цехов	P _{Р0,4} , кВт	Q _{Р0,4} , квар	S _{Р0,4} , кВА	K _з
1	2	3,0	4,0	5	6
ТП1 (2*1600)	1	255,55	211,57		
∑S=3200 кВА	2	883,25	807,99		
	3	162,55	122,42		
	4	1279,28	1021,12		
Qнбк=2×600=1200 квар			-1200		
Итого		2583,63	967,1	2758,7	0,86
ТП2 (2*1600)	5	30,9	14,85		
∑S=3200 кВА	6	111,09	91,82		
	7	941,38	752,72		
	8	1051,38	840,91		
	10	102,43	73,26		
Qнбк=2×600=1200 квар			-1200		
территория		152,62	73,92		
Итого		2389,79	647,47	2475,95	0,77
ТП3 (2*1600)	11	29,376	22,86		
ТП4 (1*1600)	12	341,424	296,57		
∑S=4800 кВА	13	1109,8175	974,86		
	14	333,8175	307,76		
	15	728,77	637,24		
	16	563,77	491,72		
	9	314,73	206,25		
Qнбк=3×600=1800 квар			-1800		
Итого		3421,71	1137,26	3605,75	0,75

2.4 Расчет электрических нагрузок на шинах 10 кВ

2.4.1 Определение потерь мощности в ЦТП

Определим расчетные активные потери мощности:

$$\sum \Delta P_{mp} = N \cdot (\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot K_3^2). \quad (2.8)$$

Определим расчетные реактивные потери мощности:

$$\sum \Delta Q_{mp} = N \left(\frac{I_{xx} \cdot S_{н.мп}}{100} + \frac{U_{кз} \cdot S_{н.мп} \cdot K_3^2}{100} \right). \quad (2.9)$$

Выбираем трансформаторы ТСЛ(3)-1600/10

Паспортные данные:

$S_n=1600$ кВА; $I_{xx}=0,7\%$; $U_k=6\%$; $\Delta P_{xx}=2,75$ кВт; $\Delta P_{кз}=13,5$ кВт.

Находим потери активной и реактивной мощности для ТП1:

$K_3 = 0,86$; $N = 2$

$$\sum \Delta P_{mp} = 2 \cdot (2,75 + 13,5 \cdot 0,86^2) = 25,47 \text{ кВт};$$

$$\sum \Delta Q_{mp} = 2 \cdot \left(\frac{0,7 \cdot 1600}{100} + \frac{6 \cdot 1600 \cdot 0,86^2}{100} \right) = 165,1 \text{ квар}.$$

Находим потери активной и реактивной мощности для ТП2:

$K_3 = 0,77$; $N = 2$

$$\sum \Delta P_{mp} = 2 \cdot (2,75 + 13,5 \cdot 0,77^2) = 21,5 \text{ кВт};$$

$$\sum \Delta Q_{mp} = 2 \cdot \left(\frac{0,7 \cdot 1600}{100} + \frac{6 \cdot 1600 \cdot 0,77^2}{100} \right) = 137,3 \text{ квар}.$$

Находим потери активной и реактивной мощности для ТП3, ТП4:

$K_3 = 0,75$; $N = 3$

$$\sum \Delta P_{mp} = 3 \cdot (2,75 + 13,5 \cdot 0,75^2) = 31,03 \text{ кВт};$$

$$\sum \Delta Q_{mp} = 3 \cdot \left(\frac{0,7 \cdot 1600}{100} + \frac{6 \cdot 1600 \cdot 0,75^2}{100} \right) = 196,1 \text{ квар}.$$

Суммарные потери во всех трансформаторах:

$\sum \Delta P_T = 78,3$, кВт;

$\sum \Delta Q_T = 498,6$, квар.

2.4.2 Определение расчетной мощности синхронных двигателей

По мощности двигателя согласно заданию из справочника выбирается тип и паспортные данные СД.

В компрессорной 4 двигателя типа СДН16-54-10У3.

$P_{нСД}=1500$ кВт, $U_{нСД}=10,5$ кВ, $n=600$ об/мин, $x''_d=0,2$ %, $\eta=94,6$ %.

В насосной 2 двигателя типа СДН-2-16-36-10У3.

$P_{нСД}=630$ кВт, $U_{нСД}=10,5$ кВ, $n=600$ об/мин, $x''_d=0,2$ %, $\eta=94,6$ %.

Определение расчетных активных и реактивных мощностей СД:

Компрессорная:

$$P_{рСД} = P_{нСД} \cdot N_{СД} \cdot \kappa_3; \quad (2.9)$$

$$P_{рСД} = 1500 \cdot 4 \cdot 0,86 = 5160 \text{ кВт};$$

$$Q_{рСД} = P_{нСД} \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot N_{СД} \cdot \kappa_3; \quad (2.10)$$

$$Q_{рСД} = 1500 \cdot 0,48 \cdot 4 \cdot 0,86 = 2476,8 \text{ квар}.$$

Насосная:

$$P_{рСД} = 630 \cdot 2 \cdot 0,85 = 1071 \text{ кВт};$$

$$Q_{рСД} = 630 \cdot 0,48 \cdot 2 \cdot 0,85 = 514,1 \text{ квар}.$$

2.4.3 Расчет компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ ГПП

Составим схему замещения, показанную на рисунке 2.2.

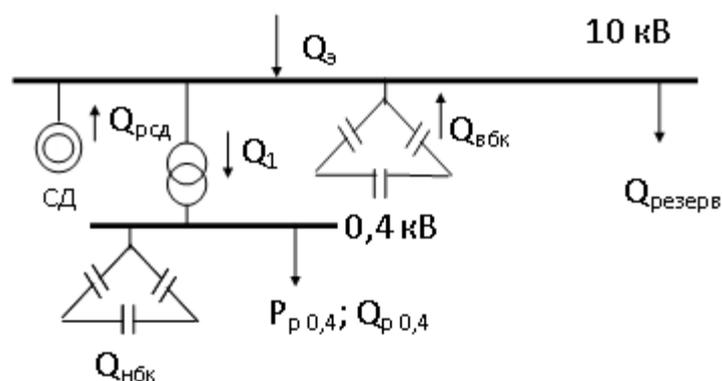


Рисунок 2.2 Схема замещения

Составляется уравнение баланса реактивной мощности на шинах 6-10 кВ относительно $Q_{ВБК}$:

$$Q_{ВБК} = Q_{p0,4} + \sum \Delta Q_{mp} + Q_{рез} - Q_{э} - Q_{НБК} \pm \sum Q_{pСД}; \quad (2.11)$$

$$Q_{ВБК} = 6947,84 + 345,92 + 1116,96 - 3418,03 - 4200 - 1238,4 + 1238,4 + 514,1 = 189,83 \text{ квар},$$

где $Q_{э}$ – входная реактивная мощность задается энергосистемой как экономически оптимальная реактивная мощность, которая может быть передана предприятию в период наибольшей нагрузки энергосистемы и определяется по формуле:

$$Q_{э} = (0,23 \div 0,25) \sum P_p = (0,23 \div 0,25) \cdot (P_{p0,4} + \Delta P_{mp} + P_{pСД}); \quad (2.12)$$

$$Q_{э} = 0,23 \cdot (8392,12 + 78,3 + 6231) = 3381,3 \text{ квар}.$$

$Q_{рез}$ – величина резерва реактивной мощности на предприятии, определяется по формуле:

$$Q_{рез} = (0,1 \div 0,15) \sum Q_p = (0,1 \div 0,15) \cdot (Q_{p0,4} + \Delta Q_{mp}); \quad (2.13)$$

$$Q_{рез} = 0,15 \cdot (6947,84 + 498,56) = 1116,96 \text{ квар}.$$

Установка ВБК не нужна, т.к. потери незначительны.

Расчет силовой нагрузки по заводу, включая низковольтную и высоковольтную нагрузки, потери в трансформаторах ЦТП, расчетные мощности СД, приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 Уточненный расчет мощности по промышленному предприятию

№ТП, S _{HT} , Q _{БК} ТП	№ цеха	n	P _{n min} – P _{n max}	ΣP _H	К _и	Средняя мощность		n ₃	К _м	Расчетные мощности			К _з
						P _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ТП1 (2*1600), кВА	1	33	1÷ 45	500		200	204,04						
	2	90	10÷ 100	2600		780	795,76						
	3	25	1÷ 35	200		120	122,42						
	4	110	1÷ 50	2300		1150	1014,20						
Силовая:		258	1÷1500	5600	0,4	2250	2136,43	112	1,08	2430	2136,43		
Освещение:										61,63	26,68		
Q _{НБК} (2×600), квар											-1200		
Итого										2491,63	963,11	2671,29	0,83
ТП2 (2*1600), кВА	5	12	1÷ 12	60		18	13,5						
	6	15	10÷ 20	150		90	91,8						
	7	55	1÷ 40	1700		850	749,6						
	8	56	1÷ 45	1900		950	837,8						
	10	38	5÷ 40	300		60	70,1						
Силовая:		176	1÷45	4110	0,5	1968	1762,9	183	1,05	2066,4	1762,9		
Освещение:										25,27	9,29		
Освещение террит.										152,62	73,92		
Q _{НБК} (2×600), квар											-1200		
Итого										2244,29	646,1	2335,45	0,73
ТП3 (2*1600), кВА	11	8	1÷ 15	60		12	20,78						
ТП4 (1*1600), кВА	12	42	1÷ 30	600		300	264,58						
	13	55	1÷ 90	2000		1000	881,92						
	14	35	10÷ 50	900		270	275,46						
	15	43	10÷ 40	1300		650	573,25						

Продолжение таблицы 2.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	16	32	1÷60	1000		500	440,96						
	9	85	10÷20	550		275	206,25						
Силовая:		300	1÷60	6410	0,5	3007	2663,19	214	1,05	3157,35	2663,19		
Освещение:										76,21	28,38		
Q _{НБК} (3×600), квар											-1800		
Итого										3233,56	891,57	3354,22	0,70
Итого на шинах 0,4 кВ										7969,48	2500,8		
ΣΔP _T , ΣΔQ _T										78,3	498,6		
Нагрузка 0,4 кВ, приве- денная к шинам 10 кВ.										8047,78	2999,4		
Компрессорная										5160	-2476,8		
Насосная										1071	513,6		
Всего по предпри- ятию										22326,6	4035,6	22688,4	

3 Сравнение вариантов внешнего электроснабжения

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности, на которой установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью по 63 МВА, напряжением 110 кВ. Мощность к.з. на стороне 115 кВ равна 1100 МВА. Расстояние от энергосистемы до 5,2 завода км. Предприятие работает в 3 смены.

Для технико-экономического сравнения вариантов электроснабжения завода рассмотрим три варианта:

1. I вариант – ЛЭП 110 кВ;
2. II вариант – ЛЭП 35 кВ;
3. III вариант – ЛЭП 10 кВ.

3.1 Вариант 1

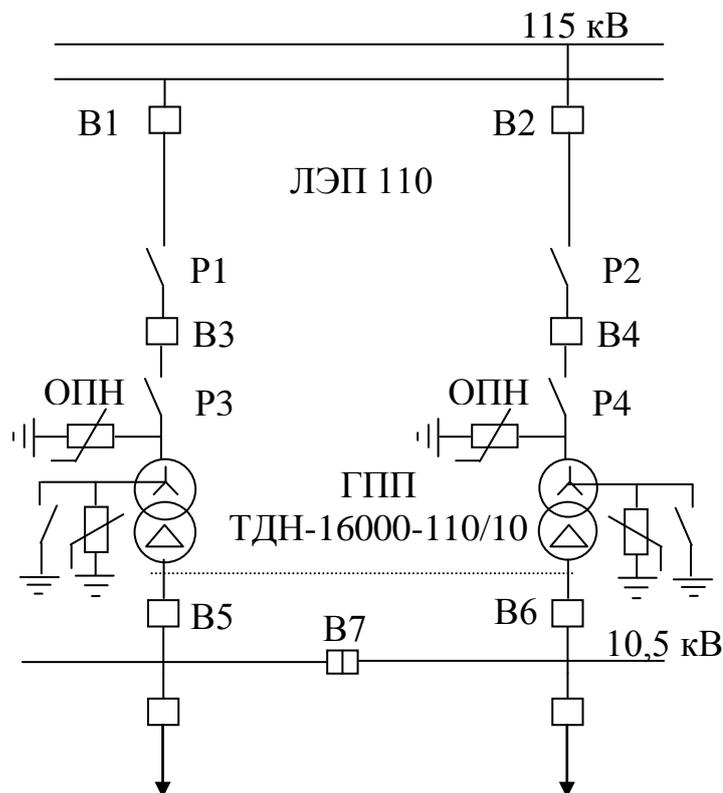


Рисунок 3.1 Первый вариант схемы электроснабжения

Выбираем электрооборудование по I варианту.
Выбираем трансформаторы ГПП:

$$S_{p \text{ гпп}} = \sqrt{P_p^2 + Q_э^2}, \text{ кВА}; \quad (3.1)$$

$$S_{\text{рГПП}} = \sqrt{22645,7^2 + 3381,3^2} = 22896,74 \text{ кВА.}$$

Рассмотрим 2 трансформатора мощностью 16000 кВА:

$$K_3 = \frac{S_{\text{рГПП}}}{2 \times S_{\text{ном.тр.}}}; \quad (3.2)$$

$$K_3 = \frac{22896,74}{2 \times 16000} = 0,72.$$

Принимаем 2 трансформатора 2×16000 кВА, $K_3=0,72$, типа ТДН-16000/110.

Паспортные данные: $S_{\text{н}} = 16 \text{ МВА}$; $U_{\text{вн}} = 115 \text{ кВ}$; $U_{\text{нн}} = 10,5 \text{ кВ}$; $P_{\text{хх}} = 13 \text{ кВт}$; $P_{\text{кз}} = 85 \text{ кВт}$; $U_{\text{кз}} = 10,5 \%$; $I_{\text{хх}} = 0,4 \%$.

Определим потери мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta P_{\text{тр ГПП}} = 2 \times (\Delta P_{\text{хх}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot K_3^2), \text{ кВт}; \quad (3.3)$$

$$\Delta P_{\text{тр ГПП}} = 2 \times (13 + 85 \cdot 0,72^2) = 116,6 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{тр ГПП}} = 2 \times \left(\frac{I_{\text{х}} \times S_{\text{н}}}{100} + \frac{U_{\text{к}} \times S_{\text{н}} \times K_3^2}{100} \right), \text{ квар}; \quad (3.4)$$

$$\Delta Q_{\text{тр ГПП}} = 2 \times \left(\frac{0,4 \times 16000}{100} + \frac{10,5 \times 16000 \times 0,72^2}{100} \right) = 1918,5 \text{ квар.}$$

Определим потери электрической энергии в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{\text{тр ГПП}} = 2 \times (\Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{вкл}} + \tau \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot K_3^2), \text{ кВт}; \quad (3.5)$$

$$\Delta W_{\text{тр ГПП}} = 2 \times (13 \cdot 6000 + 3410 \cdot 85 \cdot 0,72^2) = 464922,13 \text{ кВт},$$

где $T_{\text{вкл}}$ – число часов включения, для трехфазной работы $T_{\text{вкл}} = 6000 \text{ ч}$;

τ – число часов использования максимума потерь и зависит от числа часов использования максимума нагрузки:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \times 8760, \text{ ч}; \quad (3.6)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5000}{10000} \right)^2 \times 8760 = 3410 \text{ ч},$$

где $T_M = 5000$ ч. – число часов использования максимума.

Выбор сечения проводов ЛЭП 110 кВ.

Определяем мощность, проходящую по ЛЭП:

$$S_{\text{лэп}} = \sqrt{(P_p + \Delta P_{\text{тр гшп}})^2 + Q_9^2}, \text{ кВА}; \quad (3.7)$$

$$S_{\text{лэп}} = \sqrt{(22326,6 + 116,6)^2 + 3418,03^2} = 22701,99 \text{ кВА};$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{лэп}}}{\sqrt{3} \times U}, \text{ А}; \quad (3.8)$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{22701,99}{\sqrt{3} \times 115} = 114,1 \text{ А};$$

$$I_p = \frac{I_{\text{ав}}}{2}, \text{ А}; \quad (3.9)$$

$$I_p = \frac{114,1}{2} = 57,05 \text{ А}.$$

а) определяем сечение по экономической плотности тока (j_9):

$$F_9 = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \text{ мм}^2; \quad (3.10)$$

$$F_9 = \frac{57,05}{1,1} = 51,6 \text{ мм}^2,$$

где $j_{эк}=1,1 \text{ А/мм}^2$ - плотность тока для воздушных линий.
 Принимаем стандартное ближайшее сечение $F_э=70 \text{ мм}^2$, $I_{доп}=265 \text{ А}$;
 б) по условию потерь на «корону», так как для ВЛ 110 кВ минимальное сечение 70 мм^2 , то принимается провод марки АС 70, $I_{доп}=265 \text{ А}$.
 в) на нагрев рабочим током:
 $I_{доп \text{ .пров.}} > I_p$, ($265 \text{ А} > 57,05 \text{ А}$).
 г) по аварийному режиму:
 $1,3 \times I_{доп \text{ .пров.}} > I_{ав.}$, ($1,3 \times 265 > 114,1 \text{ А}$)
 Окончательно принимаем провод марки АС 70, $I_{доп} = 265 \text{ А}$.
 Определим потери электрической энергии в ЛЭП 110 кВ.

$$\Delta W_{\text{ЛЭП-110}} = N \cdot 3 \cdot I_p^2 \cdot R \cdot 10^{-3} \cdot \tau, \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \quad (3.11)$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП-110}} = 2 \cdot 3 \cdot 57,05^2 \cdot 2,24 \cdot 10^{-3} \cdot 3410 = 149164,3 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где $R=r_0 \times L$, Ом;

$R=0,43 \times 5,2=2,24$, Ом;

$r_0=0,43 \text{ Ом/км}$ - удельное активное сопротивление АС-70.

Выбор оборудования на $U=110 \text{ кВ}$.

Перед выбором аппаратов составим схему замещения (см. рисунок 3.2) и рассчитаем ток короткого замыкания.

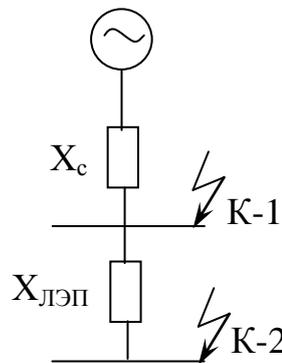


Рисунок 3.2 Схема замещения

Принимаем $S_б=1000 \text{ МВА}$; $U_б=115 \text{ кВ}$.

Определяем базисный ток:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \times U_б}, \text{ кА}; \quad (3.12)$$

$$I_{\bar{0}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 115} = 5,03 \text{ кА.}$$

Определяем сопротивление системы:

$$x_c = \frac{S_{\bar{0}}}{S_{\text{кз}}}, \text{ о.е.}; \quad (3.13)$$

$$x_c = \frac{1000}{1100} = 0,91 \text{ о.е.}$$

Определяем сопротивление ЛЭП:

$$x_{\text{лэп}} = \frac{x_0 \times L \times S_{\bar{0}}}{U_{\text{ср}}^2}, \text{ о.е.}; \quad (3.14)$$

$$x_{\text{лэп}} = \frac{0,34 \times 5,2 \times 1000}{115^2} = 0,13 \text{ о.е.}$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К-1:

$$I_{\text{к-1}} = \frac{I_{\bar{0}}}{x_c}, \text{ кА}; \quad (3.15)$$

$$I_{\text{к-1}} = \frac{5,03}{0,91} = 5,53 \text{ кА.}$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К-2:

$$I_{\text{к-2}} = \frac{I_{\bar{0}}}{x_c + x_{\text{лэп}}}, \text{ кА}; \quad (3.16)$$

$$I_{\text{к-2}} = \frac{5,03}{0,91 + 0,13} = 4,83 \text{ кА.}$$

Определяем ударный ток в точке К-1, К-2:

$$i_{уд1} = K_{уд} \times \sqrt{2} \times I_{к-1}, \text{ кА}; \quad (3.17)$$

$$i_{уд1} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 5,53 = 14,1 \text{ кА};$$

$$i_{уд2} = K_{уд} \times \sqrt{2} \times I_{к-2}, \text{ кА}; \quad (3.18)$$

$$i_{уд2} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 4,83 = 12,3 \text{ кА}.$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{к-1} = \sqrt{3} \times U_H \times I_{к-1}, \text{ МВА}; \quad (3.19)$$

$$S_{к-1} = \sqrt{3} \times 115 \times 5,53 = 1100,2 \text{ МВА};$$

$$S_{к-2} = \sqrt{3} \times U_H \times I_{к-2}, \text{ МВА}; \quad (3.20)$$

$$S_{к-2} = \sqrt{3} \times 115 \times 4,66 = 927,11 \text{ МВА}.$$

После расчета токов КЗ произведем выбор:

- выключатели В1, В2, В3, В4: ВВУ-110Б-40/2000У1.

Таблица 3.1 Данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$ $I_H = 2000 \text{ А}$ $I_{откл} = 40 \text{ кА}$ $I_{дин} = 40 \text{ кА}$ $I^2_{мер} \cdot t_{мер} = 4800$ $\text{кА}^2\text{с}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$ $I_{раб} = 114,1 \text{ А}$ $I_{к1} = 5,53 \text{ кА}$ $i_{уд1} = 14,1 \text{ кА}$ $B_k = 320 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_H \geq U_p$ $I_H \geq I_{ав.тр сист}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$ $I^2_{мер} \cdot t_{мер} \geq B_k$

Таблица 3.2 Данные разъединителя

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$ $I_H = 2000 \text{ А}$ $I_{скв.ампл} = 100 \text{ кА}$ $I_{пред.терм. ст.} = 40 \text{ кА}$ $I^2_{мер} \cdot t_{мер} = 1600$ $\text{кА}^2\text{с}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 114,1 \text{ А}$ $i_{уд2} = 12,3 \text{ кА}$ $I_{к2} = 4,83 \text{ кА}$ $B_k = 320 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_H \geq U_p$ $I_H \geq I_{ав}$ $I_{скв.ампл} \geq i_{уд2}$ $I_{пред.терм. ст} \geq I_{к2}$ $I^2_{мер} \cdot t_{мер} \geq B_k$

- ограничители перенапряжения: РEXLIM, $U_H=110$ кВ.

Определим капитальные затраты на выбранное оборудование:

1) Затраты на трансформаторы ГПП:

$$K_{\text{тр.гпп}}=2 \times 200\,000\,000=400 \text{ млн. тенге};$$

2) Затраты на ЛЭП-110 кВ:

$$K_{\text{ЛЭП-110}}=1 \times K_{\text{лэп}}=5.2 \times 5000000=26 \text{ млн. тенге};$$

3) Затраты на выключатели В1-В4:

$$K_{\text{В1-В4}}=4 \times 22\,000\,000=88 \text{ млн. тенге};$$

4) Затраты на разъединитель:

$$K_{\text{разъед.}}=4 \times 9000000=36 \text{ млн.тенге};$$

5) Затраты на ОПН:

$$K_{\text{ОПН}}=4 \times 980000=3,92 \text{ млн. тенге.}$$

Суммарные затраты:

$$\sum K_I = K_{\text{В1-В4}} + K_{\text{ЛЭП-110}} + K_{\text{разъед}} + K_{\text{ОПН}} + K_{\text{тр.гпп}}, \text{ млн.тенге}, \quad (3.21)$$

$$\sum K_I = 88 + 26 + 36 + 3,92 + 400 = 553,92 \text{ млн.тенге}$$

Суммарные издержки рассчитываются по формуле:

$$\sum I_I = I_A + I_{\text{пот}} + I_{\text{э}}, \text{ млн.тенге}$$

Амортизационные отчисления I_a : $I_a=E_a \cdot K$.

Для ВЛ-110 кВ на железобетонных опорах $E_a=0,028$.

Для распредустройств и подстанций $E_a=0,063$.

Амортизационные отчисления на оборудование:

$$I_{a.\text{обор}} = E_{a.\text{обор}} \cdot \sum K_{\text{обор}} = E_{a.\text{обор}} \cdot (K_{\text{В1-В4}} + K_{\text{разъед}} + K_{\text{ОПН}} + K_{\text{тр.гпп}}), \text{ млн.тенге}, \quad (3.22)$$

$$I_{a.\text{обор}} = 0,063 \cdot (88 + 36 + 3,92 + 400) = 33,3 \text{ млн.тенге}$$

Амортизационные отчисления на ЛЭП:

$$I_{a.ЛЭП} = E_{a.ЛЭП} \cdot K_{ЛЭП}, \text{ млн.тенге}, \quad (3.23)$$

$$I_{a.ЛЭП} = 0,028 \cdot 26 = 0,73 \text{ млн.тенге}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$I_{\text{экспл.обор}} = E_{\text{экспл.обор}} \cdot \sum K_{\text{обор}}, \text{ млн.тенге}, \quad (3.24)$$

$$I_{\text{экспл.обор}} = 0,03 \cdot 527,92 = 15,8 \text{ млн.тенге}$$

Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$I_{\text{экспл.ЛЭП}} = E_{\text{экспл.ЛЭП}} \cdot K_{ЛЭП}, \text{ млн.тенге}, \quad (3.25)$$

$$I_{\text{экспл.ЛЭП}} = 0,028 \cdot 26 = 0,73 \text{ млн.тенге}$$

Стоимость потерь электроэнергии $C_0=14$ тг/кВт·ч

Определим издержки на потери электроэнергии:

$$I_{\text{пот}} = C_0 \cdot (\Delta W_{\text{трзпп}} + \Delta W_{\text{лэп}} - 110), \text{ тыс.тенге}, \quad (3.26)$$

$$I_{\text{пот}} = 14 \cdot (464922,13 + 149164,3) = 8597210,02 \text{ тыс.тенге.}$$

Определим суммарные издержки:

$$\sum I_I = I_{a.обор} + I_{a.ЛЭП} + I_{\text{экспл.обор}} + I_{\text{экспл.ЛЭП}} + I_{\text{пот}}, \text{ млн.тенге}, \quad (3.27)$$

$$\sum I_I = 33,3 + 0,73 + 15,8 + 0,73 + 8,6 = 59,16 \text{ млн.тенге}$$

Приведенные затраты, являющиеся мерой стоимости, определяются по выражению:

$$Z_I = E \cdot K_I + I_I, \text{ млн.тенге}, \quad (3.28)$$

$$Z_I = 0,12 \cdot 553,92 + 59,16 = 125,6 \text{ млн.тенге},$$

где $E=0,12$ нормативный коэффициент эффективности капиталовложений
 Z_I , тыс. тенге.

3.2 Вариант 2

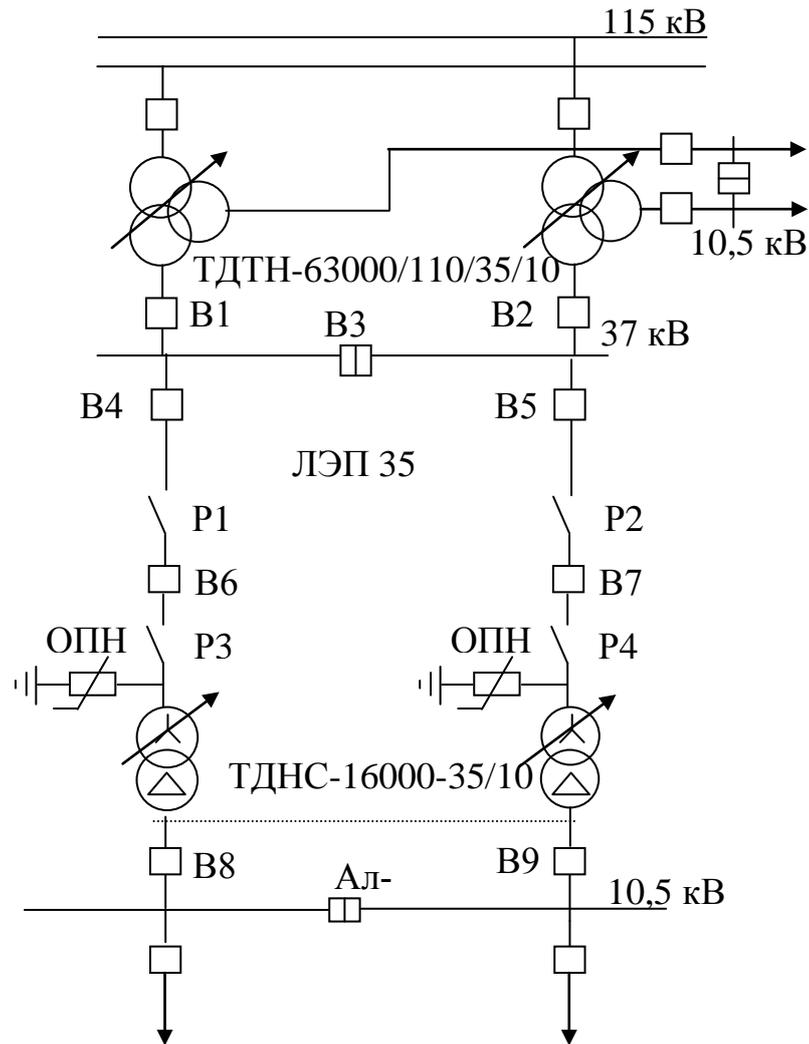


Рисунок 3.3 Второй вариант схемы электроснабжения

Выбираем электрооборудование для II варианта аналогично по формулам (3.1-3.28).

Выбираем трансформаторы ГПП.

Принимаем 2 трансформатора 2×16000 кВА, $K_3=0,72$, типа ТДНС-16000/35.

Паспортные данные: $S_H = 16$ МВА; $U_{BH} = 36,75$ кВ; $U_{HH} = 10,5$ кВ; $P_{xx} = 13$ кВт; $P_{кз} = 85$ кВт; $U_{кз} = 10\%$; $I_{xx} = 0,3\%$.

Определяем потери мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta P_{\text{тр гпп}} = 2 \times \left(\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot K_3^2 \right), \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{тр гпп}} = 2 \times \left(13 + 85 \cdot 0,72^2 \right) = 114,1 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{т гпш}} = 2 \times \left(\frac{I_x \times S_H}{100} + \frac{U_K \times S_H \times K_3^2}{100} \right), \text{ квар};$$

$$\Delta Q_{\text{т гпш}} = 2 \times \left(\frac{0,3 \times 16000}{100} + \frac{10 \times 16000 \times 0,72^2}{100} \right) = 1754,9 \text{ квар}.$$

Определяем потери электрической энергии в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{\text{тр гпш}} = 2 \times \left(\Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{вкл}} + \tau \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot K_3^2 \right), \text{ кВт};$$

$$\Delta W_{\text{тр гпш}} = 2 \times \left(13 \cdot 6000 + 3410 \cdot 85 \cdot 0,72^2 \right) = 456516,48 \text{ кВт}.$$

Выбор сечения проводов ЛЭП 35 кВ.

Определяем мощность, проходящую по ЛЭП:

$$S_{\text{лэп}} = \sqrt{(P_p + \Delta P_{\text{тр гпш}})^2 + Q_3^2}, \text{ кВА};$$

$$S_{\text{лэп}} = \sqrt{(22326,6 + 114,1)^2 + 3381,3^2} = 22694,01 \text{ кВА};$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{лэп}}}{\sqrt{3} \times U}, \text{ А};$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{22694,01}{\sqrt{3} \times 37} = 353,8 \text{ А};$$

$$I_p = \frac{I_{\text{ав}}}{2}, \text{ А};$$

$$I_p = \frac{353,8}{2} = 176,9 \text{ А}.$$

а) определяем сечение по экономической плотности тока (j_3):

$$F_3 = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \text{ мм}^2;$$

$$F_9 = \frac{176,9}{1,1} = 160,8 \text{ мм}^2,$$

где $j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$ - плотность тока для воздушных линий.

Принимаем стандартное ближайшее сечение $F_9 = 185 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 510 \text{ А}$.

б) на нагрев рабочим током:

$I_{\text{доп.пров.}} > I_p$, ($510 \text{ А} > 176,9 \text{ А}$);

в) по аварийному режиму:

$1,3 \times I_{\text{доп.пров.}} > I_{\text{ав.}}$, ($1,3 \times 510 > 353,8 \text{ А}$).

Окончательно принимаем провод марки АС-185, $I_{\text{доп}} = 510 \text{ А}$.

Определим потери электрической энергии в ЛЭП 35 кВ:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП-35}} = N \cdot 3 \cdot I_p^2 \cdot R \cdot 10^{-3} \cdot \tau, \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП-35}} = 2 \cdot 3 \cdot 176,9^2 \cdot 0,88 \cdot 10^{-3} \cdot 3410 = 563435,19, \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где $R = r_0 \times L$, Ом;

$R = 0,17 \times 5,2 = 0,88$, Ом;

$r_0 = 0,17 \text{ Ом/км}$ - удельное активное сопротивление АС-185.

Выбор трансформатора энергосистемы.

Выбираем два трансформатора типа ТДТН-63000/110/35/10

Паспортные данные трансформаторов:

$S_H = 63000 \text{ кВА}$; $U_{\text{вн}} = 115 \text{ кВ}$; $U_{\text{сн}} = 38,5 \text{ кВ}$; $U_{\text{нн}} = 6,6 \text{ кВ}$; $\Delta P_{\text{хх}} = 50 \text{ кВт}$;

$\Delta P_{\text{кз}} = 290 \text{ кВт}$; $U_{\text{кв-н}} = 18 \%$; $U_{\text{кс-н}} = 7 \%$; $U_{\text{кв-с}} = 10,5 \%$; $I_{\text{хх}} = 0,3 \%$.

Определим потери электрической энергии в трансформаторах энергосистемы:

$$\Delta W_{\text{тр.гпп}} = 2 \times \left(\Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{вкл}} + \tau \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot K_3^2 \right), \text{ кВт};$$

$$\Delta W_{\text{тр.гпп}} = 2 \times \left(50 \cdot 6000 + 3410 \cdot 290 \cdot 0,18^2 \right) = 664080,72 \text{ кВт}.$$

Найдем γ_1 коэффициент долевого участия проектируемого завода в мощности трансформаторов энергосистемы:

$$\gamma_1 = \frac{S_{\text{ЛЭП}_{35}}}{2 * S_{\text{ном.тр.сист.}}};$$

$$\gamma_1 = \frac{22694,1}{2 * 63000} = 0,18.$$

Выбор оборудования на $U=35$ кВ.

Перед выбором аппаратов составим схему замещения (см. рисунок 3.4) и рассчитаем ток короткого замыкания.

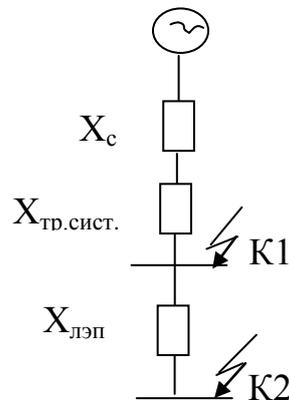


Рисунок 3.4 Схема замещения

$S_б = 1000$ МВА; $U_б = 37$ кВ; $x_c = 0,91$.

Определяем базисный ток:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \times U_б}, \text{ кА};$$

$$I_б = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 37} = 15,6 \text{ кА}.$$

Определяем сопротивление системы:

$$x_{тр.сист.} = \frac{U_{кз} \times S_б}{100 \times S_{ном.тр.сист.}}, \text{ о.е.};$$

$$x_{тр.сист.} = \frac{10,5 \times 1000}{100 \times 63} = 1,6 \text{ о.е.}$$

Определяем сопротивление ЛЭП:

$$x_{лэп} = \frac{x_0 \times L \times S_б}{U_{ср}^2}, \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{ЛЭП}} = \frac{0,3 \times 5,2 \times 1000}{37^2} = 1,22 \text{ о.е.}$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К-1:

$$I_{\text{К-1}} = \frac{I_{\text{б}}}{X_{\text{с}} + X_{\text{тр.сист.}}}, \text{ кА};$$

$$I_{\text{К-1}} = \frac{15,6}{0,91 + 1,6} = 6,22 \text{ кА.}$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К-2:

$$I_{\text{К-2}} = \frac{I_{\text{б}}}{X_{\text{с}} + X_{\text{тр.сист.}} + X_{\text{ЛЭП}}}, \text{ кА};$$

$$I_{\text{К-2}} = \frac{15,6}{0,91 + 1,6 + 1,22} = 4,18 \text{ кА.}$$

Определяем ударный ток в точке К-1, К-2:

$$i_{\text{уд1}} = K_{\text{уд}} \times \sqrt{2} \times I_{\text{К-1}}, \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд1}} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 6,22 = 15,8 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд2}} = K_{\text{уд}} \times \sqrt{2} \times I_{\text{К-2}}, \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд2}} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 4,18 = 10,65 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{\text{К-1}} = \sqrt{3} \times U_{\text{б}} \times I_{\text{К-1}}, \text{ МВА};$$

$$S_{\text{К-1}} = \sqrt{3} \times 37 \times 6,22 = 398,14 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{К-2}} = \sqrt{3} \times U_{\text{б}} \times I_{\text{К-2}}, \text{ МВА};$$

$$S_{к-2} = \sqrt{3} \times 37 \times 4,18 = 267,88 \text{ МВА.}$$

После расчета токов КЗ произведем выбор:

Выключатели В1, В2 выбираем по аварийному току трансформаторов системы. Найдем ток, проходящий через выключатели В1и В2:

$$I_{ав.В1,В2} = \frac{S_{ном.тр.сист.}}{\sqrt{3} * U_H}, A,$$

$$I_{ав.В1,В2} = \frac{63000}{\sqrt{3} * 37} = 984,2 A;$$

Выбираем выключатели В1,В2 типа ВВУ-35А-40/2000У1

Таблица 3.3 Данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 40,5 \text{ кВ}$ $I_H = 2000 \text{ А}$ $I_{откл} = 40 \text{ кА}$ $I_{дин} = 52 \text{ кА}$ $I^2_{мер} \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_p = 37 \text{ кВ}$ $I_{ав.В1,В2} = 984,2 \text{ А}$ $I_{к1} = 6,22 \text{ кА}$ $i_{уд1} = 15,8 \text{ кА}$ $B_k = 320 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_H \geq U_p$ $I_H \geq I_{ав.тр сист}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$ $I^2_{мер} \cdot t_{мер} \geq B_k$

Найдем ток, проходящий через выключатель В3:

$$I_{pВ3} = \frac{I_{авВ1,В2}}{2}, A,$$

$$I_{pВ3} = \frac{984,2}{2} = 492,1 A.$$

Выбираем выключатели В3 типа ВВУ-35А-40/2000У1.

Таблица 3.4 Данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 40,5 \text{ кВ}$ $I_H = 2000 \text{ А}$ $I_{откл} = 40 \text{ кА}$ $I_{дин} = 52 \text{ кА}$ $I^2_{мер} \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_p = 37 \text{ кВ}$ $I_{pВ3} = 492,1 \text{ А}$ $I_{к1} = 6,22 \text{ кА}$ $i_{уд1} = 15,8 \text{ кА}$ $B_k = 320 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_H \geq U_p$ $I_H \geq I_{p.В3}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$ $I^2_{мер} \cdot t_{мер} \geq B_k$

$$\gamma_2 = \frac{I_{ав}}{I_{ном.выкл.}} = \frac{353,8}{1200} = 0,3;$$

$$\gamma_3 = \frac{I_p}{I_{ном.выкл.}} = \frac{176,9}{1200} = 0,15.$$

Выключатели В4-В7 выбираем по аварийному току завода: $I_{ав.} = 353,8$ А.
Выбираем выключатели В4-В7 типа ВВУ-35А-40/2000У1.

Таблица 3.5 Данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 40,5$ кВ $I_H = 2000$ А $I_{откл.} = 40$ кА $I_{дин.} = 52$ кА $I^2_{мер} \cdot t_{мер} = 4800$ кА ² с	$U_p = 37$ кВ $I_{ав.} = 353,8$ А $I_{к1} = 4,18$ кА $i_{уд1} = 10,65$ кА $B_k = 320$ кА ² с	$U_H \geq U_p$ $I_H \geq I_{ав.тр. сист}$ $I_{откл.} \geq I_{к1}$ $I_{дин.} \geq i_{уд1}$ $I^2_{мер} \cdot t_{мер} \geq B_k$

Выбираем разъединители типа РНДЗ-35Б/1000У1.

Таблица 3.6 Данные разъединителя

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 40,5$ кВ $I_H = 1000$ А $I_{скв. ампл.} = 63$ кА $I_{пред. терм. ст.} = 25$ кА $I^2_{мер} \cdot t_{мер} = 625$ кА ² с	$U_p = 37$ кВ $I_{ав.} = 353,8$ А $i_{уд2} = 10,65$ кА $I_{к2} = 4,18$ кА $B_k = 125$ кА ² с	$U_H \geq U_p$ $I_H \geq I_{ав}$ $I_{скв. ампл.} \geq i_{уд2}$ $I_{пред. терм. ст.} \geq I_{к2}$ $I^2_{мер} \cdot t_{мер} \geq B_k$

- ограничители перенапряжения: РЕХЛИМ, $U_H = 35$ кВ.

Определим капитальные затраты на выбранное оборудование:

1) Затраты на трансформаторы ГПП:

$$K_{тр.гпп} = 2 \times 100000000 = 200 \text{ млн. тенге.}$$

2) Затраты на ЛЭП-35 кВ:

$$K_{ЛЭП-35} = 1 \times K_{лэп} = 5,2 \times 4500000 = 23.4 \text{ млн. тенге.}$$

3) Затраты на выключатели В4-В7:

$$K_{В4-В7} = 4 \times 8000000 = 32 \text{ млн. тенге.}$$

4) Затраты на разъединитель:

$$K_{\text{разъед.}} = 4 \times 2000000 = 8 \text{ млн. тенге.}$$

5) Затраты на ОПН:

$$K_{\text{ОПН}} = 2 \times 700000 = 1,4 \text{ млн. тенге.}$$

6) Затраты на трансформаторы системы:

$$K_{\text{тр.сист}} = \gamma_1 \times 2 \times K_{\text{тр}} = 0,18 \times 2 \times 3\,600\,000\,000 = 1296 \text{ млн. тенге.}$$

7) Затраты на выключатели В1, В2:

$$K_{\text{В1,В2}} = \gamma_2 \times 2 \times K_{\text{В1,В2}} = 0,3 \times 2 \times 8000000 = 4,8 \text{ млн. тенге.}$$

8) Затраты на выключатель В3:

$$K_{\text{В3}} = \gamma_3 \times K_{\text{В3}} = 0,15 \times 8000000 = 1,2 \text{ млн. тенге.}$$

Суммарные затраты:

$$\sum K_{II} = K_{\text{В4-В7}} + K_{\text{ЛЭП-35}} + K_{\text{разъед}} + K_{\text{ОПН}} + K_{\text{ТР.ГПП}} + K_{\text{тр.сист}} + K_{\text{В1-В2}} + K_{\text{В3}}, \text{ млн.тенге,}$$

$$\sum K_{II} = 32 + 23,4 + 8 + 1,4 + 200 + 1296 + 4,8 + 1,2 = 1566,8 \text{ млн.тенге}$$

Суммарные издержки рассчитываются по формуле:

$$\sum I_I = I_A + I_{\text{ПОТ}} + I_{\text{Э}}, \text{ млн.тенге}$$

Амортизационные отчисления I_a : $I_a = E_a \cdot K$.

Для ВЛ-35 кВ на железобетонных опорах $E_a = 0,028$.

Для распределительных устройств и подстанций $E_a = 0,063$.

Амортизационные отчисления на оборудование:

$$I_{a.\text{обор}} = E_{a.\text{обор}} \cdot \sum K_{\text{обор}} = E_{a.\text{обор}} \cdot (K_{\text{В4-В7}} + K_{\text{разъед}} + K_{\text{ОПН}} + K_{\text{ТР.ГПП}} + K_{\text{ТР.СИСТ}} + K_{\text{В1-В2}} + K_{\text{В3}}), \text{ млн.тенге,}$$

$$I_{a.\text{обор}} = 0,063 \cdot (32 + 8 + 1,4 + 200 + 1296 + 4,8 + 1,2) = 97,88 \text{ млн.тенге.}$$

Амортизационные отчисления на ЛЭП:

$$I_{a.ЛЭП} = E_{a.ЛЭП} \cdot K_{ЛЭП}, \text{ млн.тенге,}$$

$$I_{a.ЛЭП} = 0,028 \cdot 23,4 = 0,66 \text{ млн.тенге}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$I_{\text{экспл.обор}} = E_{\text{экспл.обор}} \cdot \sum K_{\text{обор}}, \text{ млн.тенге,}$$

$$I_{\text{экспл.обор}} = 0,03 \cdot 1543,4 = 46,3 \text{ млн.тенге}$$

Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$I_{\text{экспл.ЛЭП}} = E_{\text{экспл.ЛЭП}} \cdot K_{ЛЭП}, \text{ млн.тенге,}$$

$$I_{\text{экспл.ЛЭП}} = 0,028 \cdot 23,4 = 0,66 \text{ млн.тенге}$$

Стоимость потерь электроэнергии $C_o=14$ тг./кВт ч.

Определим издержки на потери электроэнергии:

$$I_{\text{пот}} = C_o \cdot (\Delta W_{\text{тр.лп}} + \Delta W_{\text{лэп}-35} + \Delta W_{\text{тр.сист.}}), \text{ тенге,}$$

$$I_{\text{пот}} = 14 \cdot (456516,48 + 563435,19 + 664080,72) = 23576453,46 \text{ тенге}$$

Определим суммарные издержки:

$$\sum I_{II} = I_{a.обор} + I_{a.ЛЭП} + I_{\text{экспл.обор}} + I_{\text{экспл.ЛЭП}} + I_{\text{пот}}, \text{ млн.тенге,}$$

$$\sum I_{II} = 97,2 + 0,66 + 46,3 + 0,66 + 23,6 = 168,42 \text{ млн.тенге}$$

Приведенные затраты, являющиеся мерой стоимости, определяются по выражению:

$$Z_{II} = E \cdot K_{II} + I_{II}, \text{ млн.тенге,}$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 1577,2 + 168,42 = 357,7 \text{ млн.тенге,}$$

где $E=0,12$ нормативный коэффициент эффективности капиталовложений Z_{II} , тыс. тг.

3.3 Вариант 3

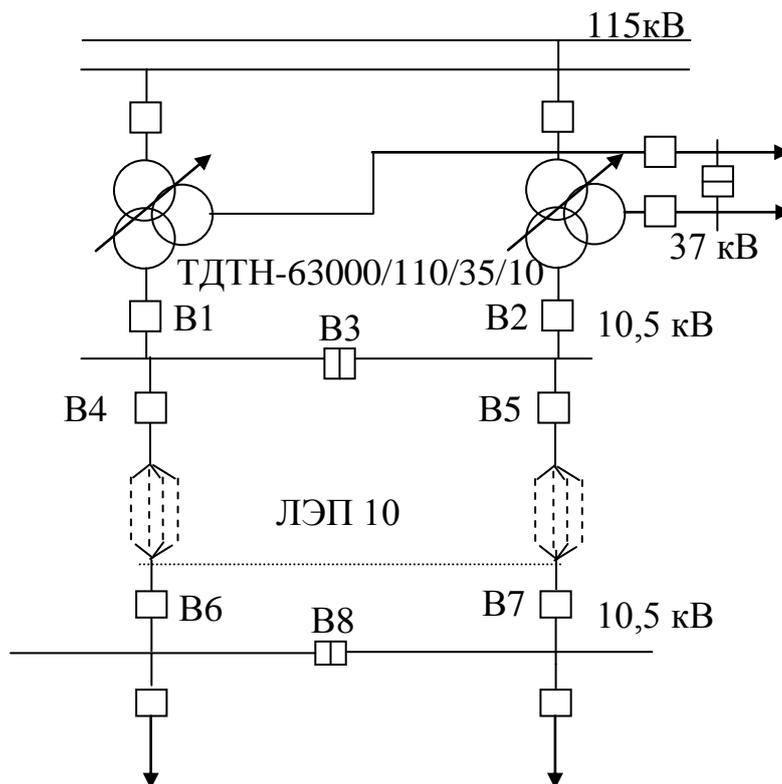


Рисунок 3.5 Третий вариант схемы электроснабжения

Выбираем электрооборудование по III варианту.

Выбор сечения ЛЭП-10 кВ.

Определим мощность, проходящую по ЛЭП:

$$S_{\text{ЛЭП}} = \sqrt{P_p^2 + Q_9^2}, \text{ кВА};$$

$$S_{\text{ЛЭП}} = \sqrt{22645,7^2 + 3381,3^2} = 22896,74 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{S_{\text{ЛЭП}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H}, \text{ А};$$

$$I_p = \frac{22896,74}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 630,2 \text{ А};$$

$$I_{\text{ав}} = 2 \times I_p, \text{ А};$$

$$I_{\text{ав}} = 2 \times 630,2 = 1260,5 \text{ А}.$$

а) Определим сечение по экономической плотности тока:

$$F_9 = \frac{I}{j_{\text{эк}}}, \text{ мм}^2;$$

$$F_9 = \frac{630,2}{1,1} = 572,9 \text{ мм}^2,$$

где $j_{\text{эк}}=1,1 \text{ А/мм}^2$ - плотность тока для воздушных линий.

Так как для ЛЭП 10,5 кВ максимальное сечение 120 мм^2 , то принимаем $F=5 \times 120 = 600 \text{ мм}^2 > 572,9 \text{ мм}^2$.

Количество проводов в одной цепи получилось 5, дальнейший расчет не целесообразен с экономической и технической точки зрения невозможно и большие потери.

Таблица 3.7 Итоги сравнения вариантов

Варианты	U _н , кВ	K _Σ , млн.тг.	I _Σ , млн.тг.	З _Σ , млн.тг.
I	115	553,92	59,16	125,6
II	37	1566,8	168,42	357,7

Вывод: Подходит I вариант по суммарным и приведенным затратам.

4 Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания $U > 1 \text{ кВ}$

4.1 Расчет токов короткого замыкания $I_{кз}$ ($U = 10 \text{ кВ}$) с учетом подпитки от СД

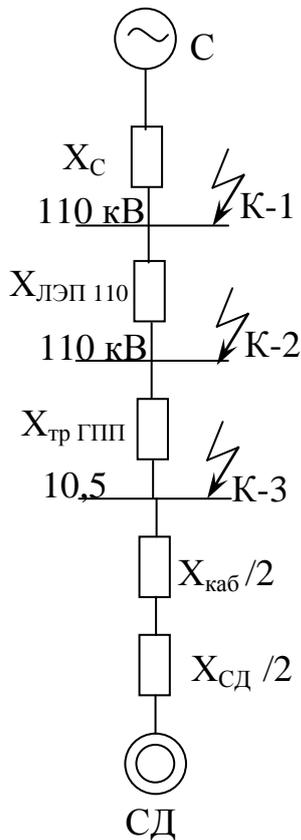


Рисунок 4.1 Схема замещения электроснабжения ГПП

$S_6 = 1000 \text{ МВА}$; $x_c = 0,91$; $U_6 = 10,5 \text{ кВ}$;

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_H}, \text{ кА}; \quad (4.1)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 10,5} = 55,05 \text{ кА}.$$

Токи КЗ в точке К-1, К-2 рассчитаны выше, то остается рассчитать токи в точках К-3.

$$x_{\text{лЭП}} = \frac{x_0 \times L \times S_6}{U_{\text{ср}}^2}, \text{ о.е.}; \quad (4.2)$$

$$X_{\text{лэп}} = \frac{0,34 \times 5,2 \times 1000}{13225} = 0,13 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{тр.ГПП}} = \frac{U_{\text{кз}} \times S_{\text{б}}}{100 \times S_{\text{нт}}}, \text{о.е.}; \quad (4.3)$$

$$X_{\text{тр.ГПП}} = \frac{10,5 \times 1000}{100 \times 16} = 6,56 \text{ о.е.};$$

$$I'_{\text{к-3}} = \frac{I_{\text{б}}}{X_{\text{с}} + X_{\text{лэп}} + X_{\text{тр.ГПП}}}, \text{кА}; \quad (4.4)$$

$$I'_{\text{к-3}} = \frac{55,05}{0,91 + 0,13 + 6,56} = 7,2 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток подпитки от СД.

Исходные данные:

В компрессорной установлено 4 синхронных двигателя типа СДН16-54-10У3.

Характеристики СД:

$P_{\text{н}}=1500$ кВт, $U_{\text{н}}= 10,5$ кВ, $n= 600$ об/мин, $x''_{\text{д}}= 0,2$ %, $\eta= 94,6$ %.

Находим полную мощность СД:

$$S_{\text{н сд}} = \frac{P}{\cos\varphi}, \text{кВА}; \quad (4.5)$$

$$S_{\text{н сд}} = \frac{1500}{0,8} = 1875 \text{ кВА.}$$

Определяем расчетный ток СД:

$$I_{\text{сд}} = \frac{S_{\text{н сд}} \times K_3}{\sqrt{3} \times U}, \text{А}; \quad (4.6)$$

$$I_{\text{сд}} = \frac{1875 \times 0,85}{\sqrt{3} \times 10,5} = 87,7 \text{ А.}$$

Выбираем марку и сечения кабеля к СД:

а) по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р}}}{j_{\text{эк}}}, \text{ мм}^2; \quad (4.7)$$

$$F_{\text{э}} = \frac{87,7}{1,1} = 79,76 \text{ мм}^2.$$

б) по минимальному сечению:

$$F_{\text{min}} = \alpha \times I_{\text{кз}} \times \sqrt{t_{\text{привед}}}, \text{ мм}^2; \quad (4.8)$$

$$F_{\text{min}} = 12 \times 7,2 \times \sqrt{0,4} = 54,6 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель маркой ААШВ-10-(3х70), $I_{\text{доп}} = 165 > 87,7 \text{ А}$.

Данные кабеля: $r_0 = 0,33 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,33 \text{ Ом/км}$.

$$X_{\text{каб.кСД}} = \frac{x_0 \times L \times S_{\text{б}}}{2 \times U_{\text{ср}}^2}, \text{ о.е.}; \quad (4.9)$$

$$X_{\text{каб.кСД}} = \frac{0,33 \times 0,1 \times 1000}{2 \times 10,5^2} = 0,15 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{сд}} = \frac{x_{\text{д}}'' \times S_{\text{б}}}{\sum_{\text{н сд}} S}, \text{ о.е.}; \quad (4.10)$$

$$X_{\text{сд}} = \frac{0,2 \times 1000}{3,75} = 53,3 \text{ о.е.}$$

Тогда ток короткого замыкания от двигателей будет равен:

$$I_{\text{кзСД}} = \frac{E_{\text{СД}} \times I_{\text{б}}}{X_{\text{экв}}}, \text{ кА}; \quad (4.11)$$

$$I_{\text{кзСД}} = \frac{0,12 \times 55,05}{0,15 + 53,3} = 0,12 \text{ кА}.$$

В насосной установлено 2 синхронных двигателя типа СДН-2-16-36-10УЗ.

Характеристика СД:

$P_H=630$ кВт, $U_H=10,5$ кВ, $n=600$ об/мин, $x''_d=0,2\%$, $\eta=94,6\%$.

Находим полную мощность СД:

$$S_{\text{н сд}} = \frac{P_{\text{н сд}}}{\cos\varphi}, \text{ кВА}; \quad (4.12)$$

$$S_{\text{н сд}} = \frac{630}{0,8} = 787,5 \text{ кВА}.$$

Определяем расчетный ток СД:

$$I_{\text{сд}} = \frac{S_{\text{н сд}} \times K_3}{\sqrt{3} \times U}, \text{ А}; \quad (4.13)$$

$$I_{\text{сд}} = \frac{787,5 \times 0,85}{\sqrt{3} \times 10,5} = 36,85 \text{ А}.$$

Выбираем марку и сечение кабеля к СД:

а) по экономической плотности тока:

$$F_9 = \frac{I}{j_{\text{эк}}}, \text{ мм}^2; \quad (4.14)$$

$$F_9 = \frac{36,85}{1,1} = 33,5 \text{ мм}^2.$$

б) по минимальному сечению:

$$F_{\text{min}} = \alpha \times I_{\text{кз}} \times \sqrt{t_{\text{привед}}}, \text{ мм}^2; \quad (4.15)$$

$$F_{\text{min}} = 12 \times 7,2 \times \sqrt{0,4} = 54,6 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель маркой ААШВ-10-(3х70), $I_{\text{доп}} = 165 > 31,6$ А.

Данные кабеля: $r_0 = 0,46$ Ом/км; $x_0 = 0,341$ Ом/км.

$$X_{\text{каб.кСД}} = \frac{x_0 \times L \times S_6}{2 \times U_{\text{ср}}^2}, \text{ о.е.}; \quad (4.16)$$

$$X_{\text{каб.кСД}} = \frac{0,341 \times 0,35 \times 1000}{2 \times 10,5^2} = 0,54 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{сд}} = \frac{x_d'' \times S_6}{\sum_{\text{н сд}} S}, \text{ о.е.}; \quad (4.17)$$

$$X_{\text{сд}} = \frac{0,2 \times 1000}{0,788} = 253,8 \text{ о.е.}$$

Тогда ток короткого замыкания от двигателей будет равен:

$$I_{\text{кзСД}} = \frac{E_{\text{сд}} \times I_6}{X_{\text{экв.}}}, \text{ кА}; \quad (4.18)$$

$$I_{\text{кзСД}} = \frac{0,12 \times 55,05}{0,54 + 253,8} = 0,026 \text{ кА.}$$

Суммарный ток КЗ в точке К-3 на шинах 10 кВ с учетом подпитки от двигателей будет равен:

$$\sum I_{\text{кз}} = I'_{\text{к-3}} + I_{\sum \text{кз СД}}, \text{ кА}; \quad (4.19)$$

$$\sum I_{\text{кз}} = 7,2 + 0,12 + 0,026 = 7,35 \text{ кА.}$$

Ударный ток в точке К-3:

$$i_{\text{уд3}} = K_{\text{уд}} \times \sqrt{2} \times \sum I_{\text{кз}}, \text{ кА}; \quad (4.20)$$

$$i_{\text{уд3}} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 7,35 = 18,71 \text{ кА.}$$

4.2 Выбор оборудования

4.2.1 Выбор выключателей

$S_{p.завода} = 22896,74$, кВА;

$$I_{p.зав.} = \frac{S_{p.зав.}}{2 \times \sqrt{3} \times U_H}, A; \quad (4.21)$$

$$I_{p.зав.} = \frac{22896,74}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 630,2 A;$$

$$I_{ав} = 2 \times I_{p.зав.}, A; \quad (4.22)$$

$$I_{ав} = 2 \times 630,2 = 1260,5 A.$$

Выбираем выключатель типа ВЭ-10-40/1600У3.

Секционный выключатель:

$$I_p = \frac{I_{ав}}{2}, A; \quad (4.23)$$

$$I_p = \frac{1260,5}{2} = 630,2 A.$$

Принимаем выключатель типа ВЭ-10-40/1600У3.

Таблица 4.1 Данные выключателей В5-В7

	Вводные выключатели		Секционный выключатель	
	Расчетные	Паспортные	Расчетные	Паспортные
U_H , кВ	10	10	10	10
I_H , А	1260,5	1600	630,2	1000
$I_{отк}$, кА	18,71	20	18,71	20

Выбор выключателей отходящих линий.

Линия ГПП-(ТП1):

$$S_{pГПП} = \sqrt{(P_{pГПП} + \Delta P_{тр})^2 + (Q_{pГПП} + \Delta Q_{тр})^2}, \text{кВА}; \quad (4.24)$$

$$S_{p\Gamma\Pi 1} = \sqrt{(2491,63 + 25,57)^2 + (963,11 + 165,1)^2} = 2758,5 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{S_{p\Gamma\Pi 1}}{2 \times \sqrt{3} \times U_H}, \text{ A}; \quad (4.25)$$

$$I_p = \frac{2758,5}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 75,92 \text{ A};$$

$$I_{ав} = 2 \cdot I_p, \text{ A}; \quad (4.26)$$

$$I_{ав} = 2 \cdot 75,92 = 151,86 \text{ A}.$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL-10-12,5/630У2 («Таврида электрик»).

Таблица 4.2 Данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{ав} = 151,86 \text{ А}$
$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{кз} = 7,35 \text{ кА}$
$I_{СКВ} = 32 \text{ кА}$	$I_{уд} = 18,71 \text{ кА}$
$I^2 \cdot t = (I_{откл})^2 \times 4 = 4096 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 6,48 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный	

Аналогично по формулам (4.25-4.26) рассчитываем остальные линии.
Линия ГПП-(ТП2):

$$S_{p\Gamma\Pi 2} = \sqrt{(2244,29 + 21,66)^2 + (646,1 + 137,34)^2} = 2397,6 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{S_{p\Gamma\Pi 2}}{2 \times \sqrt{3} \times U_H}, \text{ A};$$

$$I_p = \frac{2397,6}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 65,99 \text{ A};$$

$$I_{ав} = 2 \cdot I_p, \text{ A};$$

$$I_{ав} = 2 \cdot 65,99 = 131,99 \text{ А.}$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL-10-12,5/630У2 («Таврида электрик»).

Таблица 4.3 Данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$ $I_{СКВ} = 32 \text{ кА}$ $I^2 \cdot t = (I_{откл})^2 \times 4 = 4096 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$U = 10 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 131,99 \text{ А}$ $I_{кз} = 7,35 \text{ кА}$ $I_{уд} = 18,71 \text{ кА}$ $B = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 6,48 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный	

Магистраль ГПП-(ТПЗ-ТП4):

$$S_{рТПЗ-4} = \sqrt{(3233,56 + 31,1)^2 + (891,57 + 196,12)^2} = 3441,1 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{S_{рТПЗ-4}}{2 \times \sqrt{3} \times U_H}, \text{ А};$$

$$I_p = \frac{3441,1}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 94,72 \text{ А};$$

$$I_{ав} = 2 \cdot I_p, \text{ А};$$

$$I_{ав} = 2 \cdot 94,72 = 189,44 \text{ А.}$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL-10-12,5/630У2 («Таврида электрик»).

Таблица 4.4 Данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$ $I_{СКВ} = 32 \text{ кА}$ $I^2 \cdot t = (I_{откл})^2 \times 4 = 4096 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$U = 10 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 189,44 \text{ А}$ $I_{кз} = 7,35 \text{ кА}$ $I_{уд} = 18,71 \text{ кА}$ $B = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 6,48 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный	

Синхронный двигатель типа СДН16-54-10У3.

$$S_{\text{нсд}} = 1875 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{S_{\text{нсд}}}{2 \times \sqrt{3} \times U_H}, \text{ А};$$

$$I_p = \frac{1875}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 51,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_p, \text{ А};$$

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot 51,6 = 103,2 \text{ А}.$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL-10-12,5/630У2 («Таврида электрик»).

Таблица 4.5 Данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $I_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА}$ $I_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$ $I^2 \cdot t = (I_{\text{откл}})^2 \times 4 = 4096 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$U = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ав}} = 103,2 \text{ А}$ $I_{\text{кз}} = 7,35 \text{ кА}$ $I_{\text{уд}} = 18,71 \text{ кА}$ $B = (I_{\text{кз}})^2 \times 0,12 = 6,48 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный	

Синхронный двигатель типа СДН-2-16-36-10У3.

$$S_{\text{нсд}} = 787,5 \text{ кВА}.$$

$$I_p = \frac{S_{\text{нсд}}}{2 \times \sqrt{3} \times U_H}, \text{ А};$$

$$I_p = \frac{787,5}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 21,7 \text{ А};$$

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_p, \text{ А};$$

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot 21,7 = 43,4 \text{ А}.$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL-10-12,5/630У2 («Таврида электрик»).

Таблица 4.6 Данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$ $I_{СКВ} = 32 \text{ кА}$ $I^2 * t = (I_{откл})^2 \times 4 = 4096 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$U = 10 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 43,4 \text{ А}$ $I_{кз} = 7,35 \text{ кА}$ $I_{уд} = 18,71 \text{ кА}$ $B = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 6,48 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный	

4.2.2 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

1. по напряжению установки: $U_{ном \text{ ТТ}} \geq U_{ном \text{ уст-ки}}$;
2. по току: $I_{ном \text{ ТТ}} \geq I_{расч}$;
3. по электродинамической стойкости: $K_{дин} \geq \frac{i_{уд}}{\sqrt{2} \times I_{ном \text{ ТТ}}}$;
4. по вторичной нагрузке: $S_{н2} \geq S_{нагр \text{ расч}}$;
5. по термической стойкости: $K_{тс} = \frac{I_{об} \times \sqrt{t}}{I_{ном \text{ ТТ}} \times t_{нт}}$;
6. по конструкции и классу точности.

а) Выбор трансформаторов тока на вводе и секционном выключателе.

Таблица 4.7 Данные приборов

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
А	Э-379	0,5	0,5	0,5
Wh	СА3-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
W	Д-350	0,5	-	0,5
Var	Д-345	0,5	-	0,5
Итого		6,5	5,5	6,5

Примем трансформатор тока ТОЛ-10,: $I_H = 1500 \text{ А}$; $U_H = 10 \text{ кВ}$; $S_H = 20 \text{ ВА}$.

Таблица 4.8 Данные трансформатора тока

По каталогу	Расчетные величины
$U_H = 10$ кВ	$U_H = 10$ кВ
$I_H = 1500$ А	$I_{ав} = 1290,6$ А
$I_{дин} = 81$ кА	$i_{уд} = 18,71$ кА
$S_{2н} = 20$ ВА	$S_{2р} = 10,5$ ВА

Рассчитаем вторичную нагрузку трансформаторов тока.

Сопротивление вторичной нагрузки состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом};$$

$$r_{2н} = \frac{S_{2н\text{тт}}}{I_2^2} = \frac{25}{5^2} = 1 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{доппр}} = r_{2н} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 1 - 0,26 - 0,1 = 0,64 \text{ Ом};$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \times 5}{0,64} = 0,21 \text{ мм}^2;$$

Принимаем провод АКР ТВ; $F = 2,5 \text{ мм}^2$.

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 5}{2,5} = 0,056 \text{ Ом};$$

$$S_2 = R_2 \times I_2^2 = 0,416 \times 5^2 = 10,5 \text{ ВА};$$

где $R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}} = 0,26 + 0,056 + 0,1 = 0,416 \text{ Ом}$.

Выбираем трансформатор тока на секционном выключателе шин ГПП:
 $I_p = 630,2 \text{ А}$; ТОЛ-10,: $I_n = 800 \text{ А}$; $U_n = 10 \text{ кВ}$.

Таблица 4.9 Данные прибора

Прибор	Тип	A, ВА	B, ВА	C, ВА
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

Таблица 4.10 Данные трансформатора тока

По каталогу	Расчетные величины
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_n = 800 \text{ А}$	$I_p = 630,2 \text{ А}$
$I_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 18,71 \text{ кА}$
$S_{2н} = 10 \text{ ВА}$	$S_{2р} = 4,4 \text{ ВА}$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом};$$

$$r_{2н-ка} = \frac{S_{2нтт}}{I_2^2} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{доппр}} = r_{2н} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 0,8 - 0,02 - 0,1 = 0,68 \text{ Ом};$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \times 5}{0,68} = 0,5 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод АКР ТВ; $F = 2,5 \text{ мм}^2$.

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 5}{2,5} = 0,056 \text{ Ом};$$

$$S_2 = R_2 \times I_2^2 = 0,0176 \times 5^2 = 4,4 \text{ ВА};$$

$$R_2 = 0,02 + 0,056 + 0,1 = 0,176 \text{ Ом}.$$

б) Выбираем трансформатор тока на линии ГПП-(ТП1); ГПП-(ТП2); ГПП-(ТП3-ТП4); ГПП-СД.

Таблица 4.11 Данные приборов

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	СА3-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
Итого		5,5	5,5	5,5

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

$$r_{2\text{-ка}} = \frac{S_{2\text{НТТ}}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{доп}} = r_{2\text{Н}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 0,4 - 0,22 - 0,1 = 0,08 \text{ Ом};$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \times 5}{0,08} = 1,75 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКРТВ; F=2,5мм².

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 5}{2,5} = 0,056 \text{ Ом};$$

$$S_2 = R_2 \times I_2^2 = 0,376 \times 5^2 = 9,4 \text{ ВА};$$

$$R_2 = 0,22 + 0,056 + 0,1 = 0,376 \text{ Ом}.$$

Трансформатор тока на линии ГПП-(ТП1): I_{ав}=151,86 А; примем для всех линий трансформатор тока ТОЛ-10 I_н=200 А; U_н= 10 кВ; S_н = 10 ВА.

Таблица 4.12 Данные трансформатора тока

По каталогу	Расчетные величины
$U_n = 10$ кВ	$U_n = 10$ кВ
$I_n = 200$ А	$I_{ав} = 151,86$ А
$I_{дин} = 52$ кА	$i_{уд} = 18,75$ кА
$S_{2н} = 10$ ВА	$S_{2р} = 9,4$ ВА

Трансформатор тока на линии ГПП-(ТП2): $I_{ав} = 131,99$ А; примем для всех линий трансформатор тока ТОЛ-10 $I_n = 150$ А; $U_n = 10$ кВ; $S_n = 10$ ВА.

Таблица 4.13 Данные трансформатора тока

По каталогу	Расчетные величины
$U_n = 10$ кВ	$U_n = 10$ кВ
$I_n = 150$ А	$I_{ав} = 131,99$ А
$I_{дин} = 52$ кА	$i_{уд} = 18,75$ кА
$S_{2н} = 10$ ВА	$S_{2р} = 9,4$ ВА

Трансформатор тока на линии ГПП-(ТП3-ТП4): $I_{ав} = 189,44$ А; примем для всех линий трансформатор тока ТОЛ-10 $I_n = 200$ А; $U_n = 10$ кВ; $S_n = 10$ ВА.

Таблица 4.14 Данные трансформатора тока

По каталогу	Расчетные величины
$U_n = 10$ кВ	$U_n = 10$ кВ
$I_n = 200$ А	$I_{ав} = 189,44$ А
$I_{дин} = 52$ кА	$i_{уд} = 18,75$ кА
$S_{2н} = 10$ ВА	$S_{2р} = 9,4$ ВА

Трансформатор тока на линии ГПП-СД (СДН16-54-10У3): $I_{ав} = 103,2$ А; примем для всех линий трансформатор тока ТОЛ-10 $I_n = 150$ А; $U_n = 10$ кВ; $S_n = 10$ ВА.

Таблица 4.15 Данные трансформатора тока

По каталогу	Расчетные величины
$U_n = 10$ кВ	$U_n = 10$ кВ
$I_n = 150$ А	$I_{ав} = 103,2$ А
$I_{дин} = 52$ кА	$i_{уд} = 18,75$ кА
$S_{2н} = 10$ ВА	$S_{2р} = 9,4$ ВА

Трансформатор тока на линии ГПП-СД (СДН-2-16-36-10У3): $I_{ав} = 43,4$ А; примем для всех линий трансформатор тока ТОЛ-10 $I_n = 100$ А; $U_n = 10$ кВ; $S_n = 10$ ВА.

Таблица 4.16 Данные трансформатора тока

По каталогу	Расчетные величины
$U_H = 10$ кВ $I_H = 100$ А $I_{дин} = 52$ кА $S_{2H} = 10$ ВА	$U_H = 10$ кВ $I_{ав} = 43,4$ А $i_{уд} = 18,75$ кА $S_{2p} = 9,4$ ВА

4.2.3 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- 1) по напряжению установки: $U_{ном} \geq U_{уст}$;
- 2) по вторичной нагрузке: $S_{ном2} \geq S_{2расч}$;
- 3) по классу точности;
- 4) по конструкции и схеме соединения.

Таблица 4.17 Данные приборов

Прибор	Тип	$S_{об-ки}$, ВА	Число об-к	cosφ	sinφ	Число приборов	$P_{общ}$, Вт	Q_{Σ} , вар
V	Э-350	2	2	1	0	2	8	-
W	Д-335	2	2	1	0	1	4	-
Var	Д-345	2	2	1	0	1	4	-
Wh	СА3-И681	2 Вт	2	0,38	0,925	7	28	2,16
Varh	СР4-И689	3 вар	2	0,38	0,925	7	42	3,24
Итого							86	5,4

Расчетная вторичная нагрузка:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \text{ ВА}, \quad (4.27)$$

$$S_{2p} = \sqrt{86^2 + 5,4^2} = 86,17 \text{ ВА}.$$

Принимаем ТН типа НАМИТ-10 класс точности – (0,5)

Таблица 4.18 Данные трансформатора напряжения

Паспортные	Расчетные
$U_{HT} = 10$ кВ	$U_{HT} = 10$ кВ
$S_{H2} = 150$ кВА	$S_{p2} = 86,17$ ВА
Схема соединения обмоток $Y^{\Delta}/Y^{\Delta}/\langle 1-0$	

4.2.4 Выбор выключателей нагрузки

ТП1- $I_p = 75,92$ А;

ТП2- $I_p = 65,99$ А;

ТП3-4- $I_p = 94,72$ А;

Для всех трансформаторов принимаем выключатель нагрузки типа ВМП-16У3 [6].

Таблица 4.19 Данные выключателя нагрузки

Паспортные	Расчетные
$U_H = 10$ кВ	$U_H = 10$ кВ
$I_H = 100$ А	$I_{расч} = 94,72$ А
$I_{отк} = 20$ кА	$I_{кз} = 7,35$ кА

4.2.5 Выбор силовых кабелей отходящих линий

Выбор кабелей производится по следующим условиям:

- 1) по экономической плотности тока: $F_3 = \frac{I_p}{\gamma_3}$;
- 2) по минимальному сечению $F_{min} = \alpha \times I_{кз} \times \sqrt{t_{п}}$;
- 3) по условию нагрева рабочим током $I_{доп каб} \geq I_p$;
- 4) по аварийному режиму $I_{доп ав} \geq I_{ав}$;
- 5) по потере напряжения $\Delta U_{доп} \geq \Delta U_{рас}$.

Выбираем кабель ГПП-ТП1:

$S_{рТП1} = 2758,5$, кВА;

$I_p = 75,92$. А;

$I_{ав} = 151,86$ А.

а) по экономической плотности тока:

$$F = \frac{I_p}{j_{эк}}, мм^2; \quad (4.24)$$

$$F = \frac{75,92}{1,4} = 54,2 мм^2,$$

где $j_{эк} = 1,4 \frac{А}{мм^2}$ для $T_m = 3000-5000$ ч.

Принимаем кабель марки ААШв-10-(3х70), $I_{доп} = 165$ А;

б) проверим выбранный кабель по термической стойкости к $I_{кз}$, найдем минимальное сечение кабеля по $I_{кз}$:

$$F_{\min} = \alpha \times I_{\text{кз}} \times \sqrt{t_{\text{привед}}}, \text{ мм}^2;$$

$$F_{\min} = 12 \times 7,35 \times \sqrt{0,4} = 55,8, \text{ мм}^2.$$

Принимаем окончательно кабель ААШВ-10-(3х70), $I_{\text{доп}} = 165 \text{ А}$;
в) проверка по аварийному току:

$$I_{\text{доп ав}} = 1,3 \times 165 = 214,5 \text{ А} \geq 151,86 \text{ А};$$

г) проверка по рабочему режиму с учетом поправочного коэффициента $K_{\text{попр}}$, зависящего от количества кабелей проложенных в одной траншее $K_{\text{попр}} = 0,75$ (6 кабелей в траншее):

$$I_{\text{р}} / K_{\text{попр}}, \text{ А}, (101,2 \text{ А} > 165 \text{ А}).$$

Условия выполняются, тогда окончательно принимаем кабель марки ААШВ-10-(3х70), $I_{\text{доп}} = 165 \text{ А}$.

Все расчетные данные выбора остальных кабелей занесены в таблицу 4.20.

4.2.6 Выбор шин ГПП

Сечение шин выбирают по длительно допустимому току и экономической целесообразности. Проверку шин производят на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ.

Выбираем твердотянутые алюминиевые шины прямоугольного сечения марки АТ 80×6; $I_{\text{доп}} = 1480 \text{ А}$ (одна полоса на фазу), $I_{\text{ав}} = 1260,5 \text{ А}$; $i_{\text{уд}} = 18,71 \text{ кА}$.

а) $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ав}}$;

$$1480 \text{ А} \geq 1260,5 \text{ А};$$

б) проверка по термической стойкости к $I_{\text{кз}}$:

$$F_{\min} = \alpha \times I_{\text{кз}} \times \sqrt{t_{\text{привед}}} \text{ мм}^2 < F_n;$$

$$F_{\min} = 12 \times 7,2 \times \sqrt{0,4} = 54,6 \text{ мм}^2.$$

в) проверка по динамической стойкости к $i_{\text{уд кз}}$: $\sigma_{\text{доп}} = 700 \text{ кгс/см}^2$:

$$f = \frac{1,75 \times 10^{-2} \times i_{\text{уд}}^2 \times L}{a}, \text{ кгс}; \quad (4.24)$$

$$f = \frac{1,75 \times 10^{-2} \times 18,75^2 \times 80}{8} = 61,52 \text{ кгс};$$

$$\sigma_{расч} = \frac{f \times L}{10 \times W}, \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}; \quad (4.24)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{62,52 \times 80}{10 \times 360,72} = 1,36 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2};$$

$$W = 0,167 \times b \times h^2, \text{ см}^3; \quad (4.24)$$

$$W = 0,167 \times 0,6 \times 60^2 = 360,72 \text{ см}^3,$$

где L – расстояние между изоляторами;
 a – расстояние между фазами;
 b – толщина одной полосы;
 h – ширина (высота) шины.

Из условия видно, что шины динамически устойчивы.

4.2.7 Выбор изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

- по номинальному напряжению: $U_{ном} \geq U_{уст}$;

- по допустимой нагрузке: $F_{доп} \geq F_{расч}$,

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора, $F_{доп} = 0,6 \times F_{разруш}$;

$F_{разруш}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-1} \times i^2 \times L}{a}, \text{ кгс}; \quad (4.24)$$

$$f = \frac{1,73 \times 10^{-1} \times 18,75^2 \times 80}{8} = 608,2 \text{ кгс}.$$

Выбираем изолятор типа ОФ-1-750ов УТЗ [6], $F_{разруш} = 750$ кгс.

Таблица 4.20 Кабельный журнал

Наименование участка	Sp, кВА	Кол-во кабелей в траншее	Нагрузка		По экономической плотности тока, мм ²		По допустимой нагрузке, мм ²		По току короткого замыкания, мм ²		Выбранный кабель	I _{доп} , А
			I _p , А	I _{ав} , А	j _э	F _э	K _п	F _{доп}	I _к , А	S		
ГПП-ТП1	2758,5	6	75,92	151,86	1,4	54,2	0,75	35	7,35	70	ААШВ-10-(3x70)	165
ГПП-ТП2	2397,6	4	65,99	131,99	1,4	47,1	0,8	25	7,35	70	ААШВ-10-(3x70)	165
ГПП-ТП3-ТП4	3441,1	2	94,72	189,44	1,4	65,7	0,9	35	7,35	70	ААШВ-10-(3x70)	165
ГПП-СД1	1875	6	87,7	-	1,4	62,6	0,75	50	7,35	70	ААШВ-10-(3x70)	165
ГПП-СД2	1875	6	87,7	-	1,4	62,6	0,75	50	7,35	70	ААШВ-10-(3x70)	165
ГПП-СД3	787,5	4	36,85	-	1,4	26,3	0,8	16	7,35	70	ААШВ-10-(3x70)	165

5 Проектирование систем электроснабжения ремонтно-механического цеха 0,4 кВ

1. Наметить узлы питания электроприёмников станков (силовые шкафы, распределительные шинопроводы).
2. Определить расчетные нагрузки по узлам питания и цеху в целом методом коэффициентов использования и максимума.
3. Выбрать схему питающей и распределительной сети цеха.
4. Выбрать число и мощность трансформаторов, место расположения цеховых подстанций.
5. Определить сечение проводов, кабелей и шин сети цеха.
6. Произвести выбор электрической аппаратуры и рассчитать токи плавких вставок предохранителей и уставок расцепителей автоматов.
7. Начертить план силовой электрической сети цеха.
8. Начертить схему силовой питающей и распределительной сетей цеха с указанием сечения проводов, кабелей, параметров отключающей и защитной аппаратуры и электроприёмников.

5.1 Исходные данные

Таблица 5.1 Электрические нагрузки ремонтно-механического цеха

№ по плану	Наименование оборудования	Установл. мощность, кВт	Коэффициенты	
			$K_{и}$	$\cos\varphi$
1	2	3	4	5
1,31	Кран с ПВ-25%	25,7	0,1	0,5
2,17	Заточной	3	0,12	0,5
3,5	Вертикально-фрезерный	12,3	0,15	0,6
4,6,7,8	Плоскошлифовальный	7,38	0,12	0,5
10,11,12,22,25,33	Токарно-револьверные	14,62	0,15	0,6
15,26,36,37,	Токарно-винторезные	23,85	0,25	0,65
16	Сверлильные	8,05	0,12	0,5
18,19,27,28,30	Горизонтально-фрезерный	11,34	0,15	0,6
20,21,23,24	Пресс	3	0,25	0,65
9,13,14	Зубофрезерный	9	0,12	0,5
29	Внутришлифовальный	12,04	0,15	0,6

Продолжение таблицы 5.1

32,35	Долбежный	13,2	0,15	0,6
34	Продольно-строгальный	75	0,25	0,65
38,39,40	Эл. печи сопротивления	50	0,8	1
41,42	Электрод печь колпаковая	30	0,8	1
43,44	Вентилятор	18,5	0,6	0,8

5.2 Расчет электрических нагрузок ремонтно-механического цеха

Расчет электрических нагрузок производится в таблице 5.3 «Расчет нагрузок по ремонтно-механического цеха». Эта таблица является сводной как для подсчета силовых нагрузок по отдельным узлам питания, так и для шин ТП.

В рассматриваемом заготовительно-сварочном цехе имеется два мостовых крана с ПВ-25% в кВт.

Для электроприемников, установленная мощность которых выражена в киловаттах с ПВ \neq 100%:

$$P_n = P_{уст} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (5.1)$$

Для крана с ПВ=25%:

$$P_n = P_{насп} \cdot \sqrt{ПВ} = 25,7 \cdot \sqrt{0,25} = 12,85 \text{ кВт.}$$

Все электроприемники, присоединенные к определенному узлу питания, разбиваются на характерные группы, имеющие одинаковый режим работы (это ЭП с одинаковыми K_i и $\cos \varphi$). Для каждой характерной группы указывается количество и мощность входящих в нее электроприемников, а для многодвигательного агрегата указывается количество и мощность входящих в него двигателей.

5.3 Расчет осветительной нагрузки

Расчет осветительной нагрузки по цеху производим упрощенным методом по удельной плотности осветительной нагрузки на квадратный метр производственных площадей и коэффициенту спроса.

По этому методу расчетная осветительная нагрузка принимается равной средней мощности освещения за наиболее загруженную смену и определяется по формуле:

$$P_{po} = K_{co} \cdot P_{yo}, \text{ кВт}; \quad (5.2)$$

$$Q_{po} = \operatorname{tg} \varphi_o \cdot P_{po}, \text{ кВАр}, \quad (5.3)$$

где $K_{co} = 0,85$ коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$\operatorname{tg}\varphi_0 = 0,48$ коэффициент реактивной мощности, определяется по $\cos\varphi_0 = 0,9$;

P_{yo} – установленная мощность приемников освещения по цеху, определяется по удельной осветительной нагрузке на 1 м^2 поверхности пола известной производственной площади:

$$P_{yo} = \rho_0 \cdot F, \quad (5.4)$$

$$P_{yo} = 0,015 \cdot 1440 = 21,6 \text{ кВт},$$

где $F = (30 \times 48) \text{ м}^2 = 1440 \text{ м}^2$ площадь производственного помещения;
 $\rho_0 = 0,015 \text{ кВт/ м}^2$ удельная расчетная мощность.

$$P_{po} = 0,85 \cdot 21,6 = 18,36 \text{ кВт};$$

$$Q_{po} = 0,48 \cdot 18,36 = 8,81 \text{ квар}.$$

5.4 Суммарная нагрузка цеха

$$P_{p\Sigma} = P_{po} + P_p = 18,36 + 557,5 = 575,9 \text{ кВт};$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_{po} + Q_p = 8,81 + 429 = 437,8 \text{ квар};$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = \sqrt{575,9^2 + 437,8^2} = 723,4 \text{ кВА};$$

$$K_3 = \frac{S_{p\Sigma}}{N \cdot S_n} = \frac{723,4}{1 \cdot 1600} = 0,64.$$

Выбираем трансформатор типа ТС(Л)3-1600-10/0,4.

Таблица 5.2 Данные трансформатора

Тип трансф.	$S_{\text{ном}}$, кВА	Напряжение обмотки		Потери, кВт		$r_{\text{тр}}$, мОм	$X_{\text{тр}}$, мОм	$Z_{\text{тр}}^{(1)}$, мОм (Y/Y-0)	$Z_{\text{тр}}^{(1)}$, мОм ($\Delta/Y-0$)
		ВН	НН	ΔP_{xx}	$\Delta P_{\text{кз}}$				
ТСЗ	1600	6/10	0,4/0,23	4,2	16	1,1	5,4	63,5	16,5

Таблица 5.3 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

№ по плану	Наименование узлов питания и групп ЭП	п	Установленная мощность, кВт		m- Pн.мах/ Pн.мин	Ки	Cosφ/ tgφ	Средние мощности		Определение							Максимальная расчетная нагрузка			Ip, А
			одного ЭП	Суммарная				Рсм, кВт	Qсм, квар	п1	Рп1	Р*	п*	п3*	пэ	Км	Рм, кВт	Qм, квар	Sm, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ШРА-1																				
1	Кран с ПВ=25%	1	12,85	12,85		0,1	0,5 / 1,73	1,3	2,2											
3,5	Вертикально-фрезерный	2	12,3	24,6		0,15	0,6 / 1,33	3,7	4,9											
8	Плоскошлифовальный	1	7,38	7,38		0,12	0,5 / 1,73	0,9	1,5											
10,11, 12,22, 25	Токарно-револьверные	5	14,62	73,1		0,15	0,6 / 1,33	11,0	14,6											
15,26	Токарно-винторезные	2	23,85	47,7		0,25	0,65/1,17	11,9	14,0											
20,21, 23,24	Пресс	4	3	12		0,25	0,65/1,17	3,0	3,5											
	ИТОГО ПО ШРА-1	15	3÷23,85	177,63	>3	0,2		31,8	40,7						15	1,9	58,7	40,7	71,5	108,6
ШРА-2																				
2,17	Заточной	2	3	6		0,12	0,5 / 1,73	0,7	1,2											
4,6,7	Плоскошлифовальный	3	7,38	22,14		0,12	0,5 / 1,73	2,7	4,6											
9,13,14	Зубофрезерный	3	9	27		0,12	0,5 / 1,73	3,2	5,6											
16	Сверлильные	1	8,05	8,05		0,12	0,5 / 1,73	1,0	1,7											
44	Вентилятор	1	18,5	18,5		0,6	0,8/0,75	11,1	8,3											
18,19	Горизонтально-фрезерный	2	11,34	22,68		0,15	0,6 / 1,33	3,4	4,5											
	ИТОГО ПО ШРА-2	12	3÷18,5	104,37	>3	0,21		22,1	26,0						11	1,9	42,0	26,0	49,3	75,0

Продолжение таблицы 5.3

№ по плану	Наименование узлов питания и групп ЭП	п	Установленная мощность, кВт		m- Pн.мах/ Pн.мин	Ки	Cosφ/ tgφ	Средние мощности		Определение							Максимальная расчетная нагрузка			Ip, А
			одного ЭП	Суммарная				Pсм, кВт	Qсм. квар	п ₁	P _{н1}	P*	п*	п _{3*}	пэ	Км	Pм, кВт	Qм, квар	Sm, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ШРА-3																				
29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
33	Токарно-револьверные	1	14,62	14,62		0,15	0,6 / 1,33	2,2	2,9											
32,35	Долбежный	2	13,2	26,4		0,15	0,6 / 1,33	4,0	5,3											
36,37	Токарно-винторезные	2	23,85	47,7		0,15	0,6 / 1,33	7,2	9,5											
	ИТОГО ПО ШРА-3	10	11,3÷23	39,51	< 3	0,54		21,5	29,1						10	1,3	28,0	32,0	42,5	64,6
ШР-1																				
38,39, 40	Эл. печи сопротивления	3	50	150		0,80	1 / 0	120,0	0,0											
41,42	Электродная колпаковая	2	30	60		0,80	1 / 0	48,0	0,0											
43	Вентилято	1	18,5	18,5		0,6	0,8/0,75	11,1	8,3											
	ИТОГО ПО ШР-1	6	18,5÷50	228,5	< 3	0,78		179,1	8,3						6,0	1,1	197,0	9,2	197,2	299,6
ШР-2																				
34	Продольно-строгательный	1	75	75		0,25	0,65/1,17	18,8	14,1								75,0	56,3	93,8	142,4

Окончание таблицы 5.3

Итого по силовым пунктам	43	3÷50	550,01		0,46		402,1	372,7						22	1,2	482,5	372,7	609,7	926,3
Осветительная нагрузка																18,4	8,8	20,4	30,9
ИТОГО по ТП	44															575,9	437,8	723,4	1099

5.5 Выбор оборудования

Расчет токов для электроприемников №25 и №27:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \phi} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,65} = 35,1 \text{ А};$$

$$I_{\text{пуск}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 35,1 = 105,19 \text{ А.}$$

Аналогично рассчитываются номинальные и пусковые токи остальных электроприемников установленных в цехе.

Таблица 5.4 Технические данные ЭП ШРА – 1

№ ЭП	Наименование	$P_{\text{н}}, \text{кВт}$	$I_{\text{н}}, \text{А}$	$K_{\text{пуск}}$	$I_{\text{пуск}}$	α	$I_{\text{пуск}} / \alpha$	тип
1	Кран с ПВ=25%	12,85	39,0	3	117,14	1,6	73,21	Пред.
3,5	Вертикально-фрезерный	12,3	31,1	4	124,59	2	62,29	Пред.
8	Плоскошлифовальный	7,38	22,4	5	112,13	2,5	44,85	Пред.
10,11,12,22,25	Токарно-револьверные	14,62	37,0	4	148,09	2	74,04	Пред.
15,26	Токарно-винторезные	23,85	55,7	3	167,24	1,6	104,53	Авт-т
20,21,23,24	Пресс	3	7,0	3	21,037	1,6	13,15	Пред.

Таблица 5.5 Технические данные ЭП ШРА – 2

№ ЭП	Наименование	$P_{\text{н}}, \text{кВт}$	$I_{\text{н}}, \text{А}$	$K_{\text{пуск}}$	$I_{\text{пуск}}$	α	$I_{\text{пуск}} / \alpha$	тип
2,17	Заточной	3	9,1	5	45,58	2,5	18,23	Предох.
4,6,7	Плоскошлифовальный	7,38	22,4	5	112,13	2,5	44,85	Предох.
9,13,14	Зубофрезерный	9	27,3	5	136,74	2,5	54,7	Предох.
16	Сверлильные	8,05	24,5	5	122,31	2,5	48,92	Предох.
44	Вентилятор	18,5	35,1	6	210,81	2,5	84,32	Предох.
18,19	Горизонтально-фрезерный	11,34	28,7	4	114,86	2	57,43	Предох.

Таблица 5.6 Технические данные ЭП ШРА – 3

№ ЭП	Наименование	$P_{\text{н}}, \text{кВт}$	$I_{\text{н}}, \text{А}$	$K_{\text{пуск}}$	$I_{\text{пуск}}$	α	$I_{\text{пуск}} / \alpha$	Тип
29	Внутришлифовальный	12,04	30,5	4	121,95	2	60,98	Предох.
31	Кран с ПВ=25%	12,85	39,0	3	117,14	1,6	73,21	Предох.
33	Токарно-револьверные	14,62	37,0	4	148,09	2	74,04	Предох.

продолжение таблицы 5.6

32,35	Долбежный	13,2	33,4	4	133,70	2	66,85	Предох.
36,37	Токарно-винторезные	23,85	60,4	3	181,18	1,6	113,24	Авт-т
27,28, 30	Горизонтально-фрезерный	11,34	28,7	5	143,58	2	71,79	Предох.

Таблица 5.7 Технические данные ЭП ШР-1

№ ЭП	Наименование	$P_{н}, кВт$	$I_{н}, А$	$K_{пуск}$	$I_{пуск}$	α	$I_{пуск}/\alpha$	Тип
38,39,40	Эл. печи сопротивления	50	95,0	3	284,88	1,6	178,05	Авт-т
41,42	Электропечь колпаковая	30	57,0	3	170,93	1,6	106,83	Авт-т
43	Вентилято	18,5	35,1	5	175,67	2,5	70,27	Авт-т

Выбираются аппараты защиты и провода отходящих линий к электроприемникам и узлам питания. Все расчеты сведем в таблицу 5.8.

Выбираем автомат, кабельную линию и тип шинпровода ШРА-1.

$$I_p \text{ ШРА-1} = 108,6 \text{ А};$$

$$I_{крат} = I_{пуск} = I_{пускнаиб} + \Sigma I_{ном} - I_{рЭП} = 167,2 + (108,6 - 55,8) = 220,08 \text{ А}.$$

Выбираем шинпровод распределительный типа ШРА73ВУ3.

$$I_{ншра} = 250 \text{ А} > I_p = 108,6 \text{ А}; I_{эл \text{ дин ст}} = 15 \text{ кА}.$$

Выбираем автомат марки DXtm-h.

$$1) I_{ном \text{ ав}} = 125 \text{ А} > I_p = 108,6 \text{ А};$$

$$2) I_{ном \text{ расц}} = 125 \text{ А} > I_p = 108,6 \text{ А};$$

$$I_{отс} = 1250 \text{ А};$$

$$3) I_{сраб \text{ эл расц}} > 1,25 \times I_{крат} = 1,25 \times 220,08 = 275,1 \text{ А};$$

$$1250 \text{ А} > 275,1 \text{ А} - \text{условия выполняются}.$$

Выбираем кабель к ШРА-1: ААШВ-1-(3×95)+(1×50);

$$I_{доп} = 175 \text{ А};$$

Проверим выбранное сечение по коэффициенту защиты K_3 автомата, в первой траншее от ТП до цеха уложен 3 кабеля, поэтому поправочный коэффициент $K_{п} = 0,8$, $K_3 = 1$ – коэффициент защиты для автомата с нерегулируемой характеристикой.

$$1) I_{доп} \geq \frac{K_3 \times I_3}{K_{п}} = \frac{1 \times 125}{0,85} = 147,06 \text{ А} < 175 \text{ А},$$

условие выполняется.

Выбираем автомат, кабельную линию и тип шинпровода ШРА-2.

$$I_p \text{ ШРА-2} = 75 \text{ А};$$

$$I_{крат} = I_{пуск} = I_{пускнаиб} + \Sigma I_{ном} - I_{рЭП} = 250,65 \text{ А}.$$

Выбираем шинопровод распределительный типа ШРА73ВУ3:
 $I_{\text{ншра}} = 250 \text{ А} > I_p = 75 \text{ А}$; $I_{\text{эл дин ст}} = 15 \text{ кА}$.

Выбираем автомат марки DXtm-h.

1) $I_{\text{ном ав}} = 80 \text{ А} > I_p = 75 \text{ А}$;

2) $I_{\text{ном расц}} = 80 \text{ А} > I_p = 75 \text{ А}$;
 $I_{\text{отс}} = 800 \text{ А}$;

3) $I_{\text{сраб эл расц}} > 1,25 \times I_{\text{крат}} = 1,25 \times 250,65 = 313,3 \text{ А}$;
 $800 \text{ А} > 313,3 \text{ А}$ - условия выполняются.

Выбираем кабель к ШРА-2: ААШВ-1-(3×50)+(1×25);
 $I_{\text{доп}} = 120 \text{ А}$.

Проверим выбранное сечение:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{k_3 \times I_3}{k_{\text{п}}} = \frac{1 \times 80}{0,85} = 94,12 \text{ А} < 120 \text{ А},$$

условие выполняется.

Выбираем автомат, кабельную линию и тип шинопровода ШРА-3.

$I_p \text{ ШР-1} = 64,6 \text{ А}$;

$I_{\text{крат}} = I_{\text{пуск}} = I_{\text{пускнаиб}} + \Sigma I_{\text{ном}} - I_{p \text{ЭП}} = 185,37 \text{ А}$.

Выбираем шинопровод распределительный типа ШРА73ВУ3:
 $I_n = 250 \text{ А} > 64,6 \text{ А}$; $I_{\text{эл дин ст}} = 15 \text{ кА}$.

Выбираем автомат марки DXtm-h.

1) $I_{\text{ном ав}} = 80 \text{ А} > I_p = 64,6 \text{ А}$;

2) $I_{\text{ном расц}} = 80 \text{ А} > I_p = 64,6 \text{ А}$;
 $I_{\text{отс}} = 800 \text{ А}$;

3) $I_{\text{сраб эл расц}} > 1,25 \times I_{\text{крат}} = 1,25 \times 185,37 = 231,7 \text{ А}$;
 $800 \text{ А} > 231,7 \text{ А}$ - условия выполняются.

Выбираем кабель к ШРА-3: ААШВ-1-(3×50)+(1×25);
 $I_{\text{доп}} = 120 \text{ А}$.

Проверим выбранное сечение:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{k_3 \times I_3}{k_{\text{п}}} = \frac{1 \times 80}{0,8} = 100 \text{ А} < 120 \text{ А},$$

условие выполняется.

Выбираем автомат, кабельную линию и тип ШР-1.

$$I_p \text{ ШР-2} = 299,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{крат}} = I_{\text{пуск}} = I_{\text{пускнаиб}} + \Sigma I_{\text{ном}} - I_{p\text{ЭП}} = 489,57 \text{ А}.$$

Выбираем шкаф распределительный типа ШР11-73-701:

$$I_n = 400 \text{ А} > 299,6 \text{ А}; I_{\text{эл дин ст}} = 25 \text{ кА}.$$

Выбираем автомат марки ДРХ:

$$1) I_{\text{ном ав}} = 320 \text{ А} > I_p = 299,6 \text{ А};$$

$$2) I_{\text{ном расц}} = 320 \text{ А} > I_p = 299,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{отс}} = 3200 \text{ А};$$

$$3) I_{\text{сраб эл расц}} > 1,25 \times I_{\text{крат}} = 1,25 \times 489,57 = 612 \text{ А};$$

$$3200 \text{ А} > 612 \text{ А условия выполняются}.$$

Выбираем кабель к ШР-1: 2 ААШВ-1-(3×120)+(1×70);

$$I_{\text{доп}} = 200 \text{ А}.$$

Проверим выбранное сечение:

$$I_{\text{доп}} = \frac{K_3 \times I_3}{K_{\text{п}}} = \frac{1 \times 320}{0,8} = 400 \text{ А} < 400 \text{ А},$$

условие выполняется.

Выбираем автомат, кабельную линию к ЭП 34.

$$P_p = 75 \text{ кВт}; I_p = 142,4 \text{ А}; I_{\text{пуск}} = 427,3 \text{ А}.$$

Выбираем автомат марки ДРХ.

$$1) I_{\text{ном ав}} = 160 \text{ А} > I_p = 142,4 \text{ А};$$

$$2) I_{\text{ном расц}} = 160 \text{ А} > I_p = 142,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{отс}} = 1600 \text{ А};$$

$$3) I_{\text{сраб эл расц}} > 1,25 \times I_{\text{крат}} = 1,25 \times 427,3 = 534,13 \text{ А};$$

$$1600 \text{ А} > 534,13 \text{ А условия выполняются}.$$

Выбираем кабель к ЭП №34: ААШВ-1-(3×120)+(1×70);

$$I_{\text{доп}} = 200 \text{ А} > I_p = 142,4 \text{ А};$$

Проверим выбранное сечение:

$$I_{\text{доп}} = \frac{K_3 \times I_3}{K_{\text{п}}} = \frac{1 \times 160}{0,85} = 188,23 \text{ А} < 200 \text{ А},$$

условие выполняется.

Выбираем автомат, кабельную линию и тип ЩО.

Выбор автомата к ЩО:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{20,4}{\sqrt{3} \times 0,38} = 30,9 \text{ A};$$

Автомат марки DXtm-h:

- 1) $I_{н\text{ А}} = 63 \text{ A} > I_p = 30,9 \text{ A};$
- 2) $I_{н\text{ расц}} = 63 \text{ A} > I_p = 30,9 \text{ A};$

Выбираем шкаф распределительный типа ЩОС2:

$$I_n = 100 \text{ A} > 30,9 \text{ A}; I_{эл\text{ дин ст}} = 3 \text{ кА}.$$

Выбираем кабель к ЩО: ААШВ-1-(3×35)+(1×16).

$$I_{доп} = 85 \text{ A} > I_p = 30,9 \text{ A}, \text{ проверим выбранное сечение:}$$

$$I_{доп} = \frac{k_3 \times I_3}{k_{II}} = \frac{1 \times 63}{0,8} = 78,75 \text{ A} < 85 \text{ A},$$

условие выполняется.

Выбираем главную шину, вводный автомат А1.

Всего по цеху $I_p = 658 \text{ A}$.

Выбираем шинопровод распределительный типа ШМА4:

$$I_{ншра} = 1250 \text{ A} > I_p = 658 \text{ A}; I_{эл\text{ дин ст}} = 100 \text{ кА}.$$

Найдём кратковременный ток $I_{кр} = 1,3 \times I_p = 1,3 \times 658 = 855,4 \text{ A}$

Выбираем автомат марки DPX:

- 1) $I_{ном\text{ ав}} = 1000 \text{ A} > I_p = 658 \text{ A};$
- 2) $I_{ном\text{ расц}} = 1000 \text{ A} > I_p = 658 \text{ A};$
 $I_{отс} = 10000 \text{ A};$
- 3) $I_{сраб\text{ эл расц}} > 1,25 \times I_{крат} = 1,25 \times 855,4 = 1069,25 \text{ A};$
 $10000 \text{ A} > 1069,25 \text{ A}$ - условия выполняются.

Таблица 5.8 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

№ ЭП	Расчетный ток		Автоматический выключатель				Предохранитель			Тип аппарата	Кз	Токовая наг-ка провода		Идоп	Марка и сечение провода	Кп
	I _{длит}	I _{кр}	I _{ном. ав.}	I _{расц ном}	Уставка мгн. срабатывания		Ток плавкой вставки, А		I _{ном. пред.}	защиты		(Кз*Iз)/К попр	Iр/Кпопр			
	(I _{ном})	(I _{пуск})			I _{ср расч}	I _{ср расц}	I _{расч пл вст}	I _{ном пл вст}								
ШРА-1																
1	39,0	117,1	-	-	-	-	73	80	100	gG/gL-100	0,33	26,4	39,0	39	АПВ-4(1x10)	1
3,5	31,1	124,59	-	-	-	-	62	63	63	gG/gL-63	0,33	20,8	31,1	39	АПВ-4(1x10)	1
8	22,4	112,13	-	-	-	-	45	63	63	gG/gL-63	0,33	20,8	22,4	23	АПВ-4(1x4)	1
10,11, 12,22, 25	37,0	148,09	-	-	-	-	74	80	100	gG/gL-100	0,33	26,4	37,0	39	АПВ-4(1x10)	1
15,26	55,8	167,24	63	63	209,1	630	-	-	-	DXtm-h	1,00	63,00	55,7	70	АПВ-3(1x25)+(1x16)	1
20,21, 23,24	7,01	21,04	-	-	-	-	13	16	63	gG/gL-63	0,33	5,3	7,0	19	АПВ-4(1x2,5)	1
От ТП к ШРА - 1	108, 9	220,08	125	125	275,1	1250	-	-	-	DXtm-h	1,00	147,06	127,74	175	ААШВ-1-(3x95)+(1x50)	0,85
ШРА - 2																
2,17	9,12	45,58	-	-	-	-	18	20	63	gG/gL-63	0,33	6,60	9,1	19	АПВ-4(1x2,5)	1
4,6,7	22,4	112,13	-	-	-	-	45	63	63	gG/gL-63	0,33	20,79	22,4	23	АПВ-4(1x4)	1

Продолжение таблицы 5.8

79

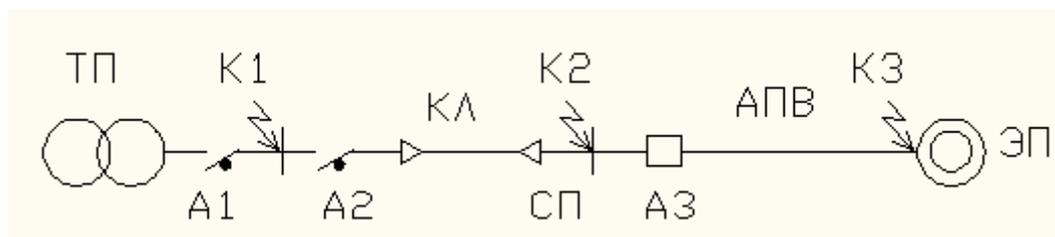
№ ЭП	Расчетный ток		Автоматический выключатель				Предохранитель			Тип аппарата	Кз	Токовая наг-ка провода		Идоп	Марка и сечение провода	Кп
	I _{длит}	I _{кр}	I _{ном. ав.}	I _{расц ном}	Уставка мгно. срабатывания		Ток плавкой вставки, А		I _{ном. пред.}	защиты		(Кз*Iз)/К попр	Iр/Кпопр			
	(I _{ном})	(I _{пуск})			I _{ср расч}	I _{ср расч}	I _{расч пл вст}	I _{ном пл вст}								
9,13,14	27,3	136,7	-	-	-	-	55	63	63	gG/gL-63	0,33	20,79	22,4	23	АПВ-4(1x4)	1
16	24,5	122,31	-	-	-	-	48,9	63	63	gG/gL-63	0,33	20,79	24,5	30	АПВ-4(1x6)	1
44	35,1	210,8	-	-	-	-	84,3	100	100	gG/gL-100	0,33	33,00	35,1	39	АПВ-4(1x10)	1
18,19	28,7	114,9	-	-	-	-	57,4	63	63	gG/gL-63	0,33	20,79	28,7	30	АПВ-4(1x6)	1
От ТП к ШРА - 2	74,9	250,7	80	80	313,3	800	-	-	-	DXtm-h	1,00	94,12	88,2	120	ААШВ-1-(3x50)+(1x25)	0,85
ШРА - 3																
29	30,9	121,9	-	-	-	-	60,98	63	63	gG/gL-63	0,33	20,79	30,5	39	АПВ-4(1x10)	1
31	39,0	117,1	-	-	-	-	73,21	80	100	gG/gL-100	0,33	26,40	39,0	39	АПВ-4(1x10)	1
33	37,0	148,0	-	-	-	-	74,04	80	100	gG/gL-100	0,33	26,40	37,0	39	АПВ-4(1x10)	1
32,35	33,4	133,7	-	-	-	-	66,85	80	100	gG/gL-100	0,33	26,40	33,4	39	АПВ-4(1x10)	1

Окончание таблицы 5.8

№ ЭП	Расчетный ток		Автоматический выключатель				Предохранитель			Тип аппарата	Кз	Токовая наг-ка провода		Идоп	Марка и сечение провода	Кп
	I _{длит}	I _{кр}	I _{ном. ав.}	I _{расц ном}	Уставка мгно. срабатывания		Ток плавкой вставки, А		I _{ном. пред.}	защиты		(Кз*Iз)/К попр	Iр/Кпопр			
	(I _{ном})	(I _{пуск})			I _{ср расч}	I _{ср расч}	I _{расч пл вст}	I _{ном пл вст}								
36,37	60,3	181,1	80	80	226,5	800	-	-	-	DXtm-h	1,00	80,00	60,4	85	АПВ-3(1x35)+(1x25)	1
27,28,30	28,7	143,5	-	-	-	-	71,79	80	100	gG/gL-100	0,33	26,40	28,7	30	АПВ-4(1x6)	1
От ТП к ШРА-3	64,5	185,3	80	80	231,7	800	-	-	-	DXtm-h	1	100,00	80,7	120	ААШВ-1-(3x50)+(1x25)	0,8
ШР-1																
38,39,40	94,96	284,88	100	100	356,1	1000	-	-	-	DXtm-h	1,00	100,00	95,0	120	АПВ-3(1x95)+(1x70)	1
41,42	56,9	170,93	63	63	213,7	630	-	-	-	DXtm-h	1,00	63,00	57,0	70	АПВ-3(1x25)+(1x16)	1
43	35,1	175,67	50	40	219,6	400	-	-	-	DXtm-h	1,00	40,00	35,1	55	АПВ-3(1x16)+(1x10)	1
От ТП к ШР-1	299,65	489,57	320	320	612,0	3200				DPX	1,00	400,00	374,6	200	2 ААШВ-1-(3x120)+(1x70)	0,8

5.6 Расчет токов короткого замыкания

После выбора предохранителей и автоматов необходимо убедиться, что плавкая вставка предохранителя и расцепитель автомата надежно защищают участок сети, на котором они установлены. В качестве примера для расчета принимается наиболее удаленный от шин ТП ЭП. Расчетные точки для определения токов к.з. приведены на рисунке 1.



ТП – трансформаторная подстанция; А1(П), А2, А3 – защитные аппараты; КЛ – кабельная линия; АПВ – провод для питания ЭП; СП – силовой пункт; ЭП – электроприемник; К1 – точка к.з. на шинах ТП; К2 – точка к.з. на шинах узла питания; К3 – точка к.з. на зажимах электроприемника.

Рисунок 5.1 Принципиальная схема замещения

Составляется схема замещения (см. рисунок 5.2) и находятся трехфазные, двухфазные и однофазные токи короткого замыкания для заданных точек.

Данные для расчета

Данные по сопротивлениям аппаратов и проводников приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 Значения сопротивлений

Наименование	R, мОм		X, мОм
Трансформатор ТСЗ-630-10/0,4	3,4		13,5
Выключатель DPX	0,24	$R_{кв}=0,08$	0,1
ШМАД	$r_{уд} * l = 0,0338 * 4 = 0,135$		$x_{уд} * l = 0,0163 * 4 = 0,065$
Выключатель DXtm-h	2,15	$R_{кв}=0,5$	1,2
Кабель ААШв(3х50)+(1х25)	$r_{каб} * l = 0,67 * 16 = 10,07$		$x_{каб} * l = 0,06 * 16 = 0,96$
ШРА73ВУЗ	$r_{уд} * l = 0,21 * 48 = 10,08$		$x_{уд} * l = 0,21 * 48 = 10,08$
Предохранитель gG/gL-100	0,5		-
Провод АПВ-4(1х6)	$r_{уд} * l = 5,53 * 12 = 66,36$		$x_{уд} * l = 0,32 * 12 = 3,84$

Расчет токов короткого замыкания

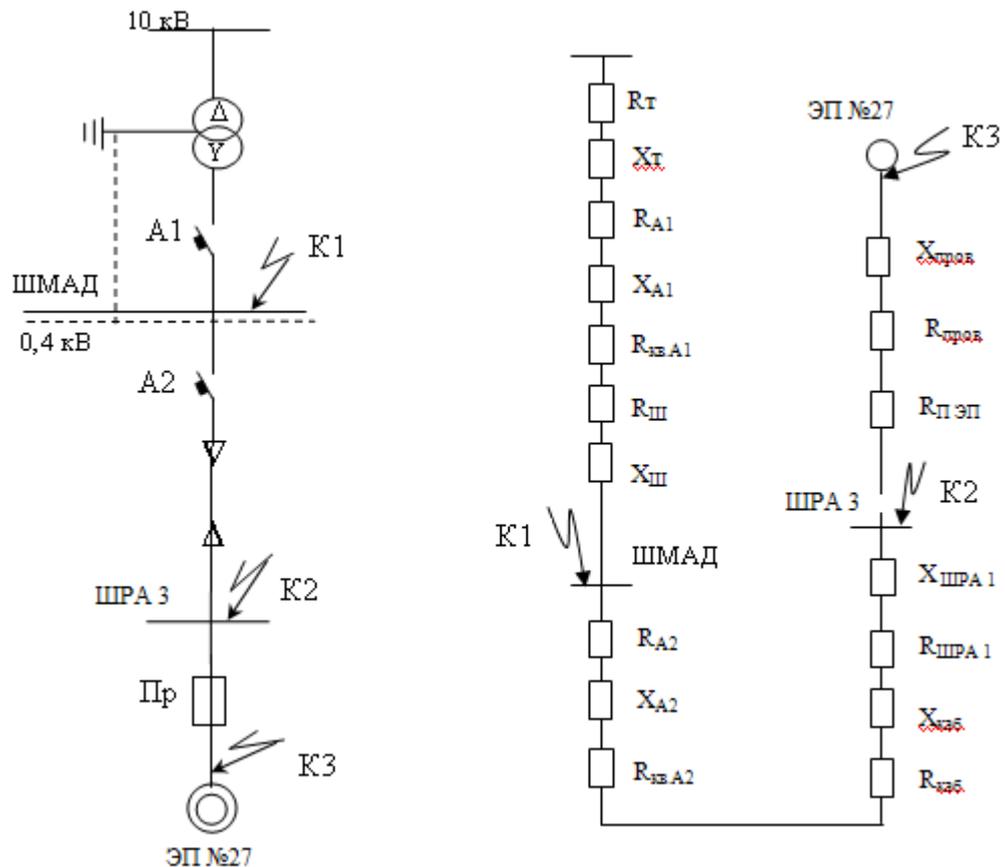


Рисунок 5.2 Схема замещения для расчета К3

Ток трехфазного к.з. определяется из выражения

$$I_{к.з.}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z}, \text{ кА};$$

где U_n – номинальное напряжение сети 0,38 кВ;

$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$ – полное сопротивление сети, мОм.

$$R_1 = R_{тр} + R_{A1} + R_{квA1} + R_{ш} = 3,4 + 0,24 + 0,08 + 0,135 = 3,86 \text{ мОм};$$

$$X_1 = X_{тр} + X_{A1} + X_{ш} = 13,5 + 0,1 + 0,065 = 13,66 \text{ мОм};$$

$$R_2 = R_1 + R_{A2} + R_{квA2} + R_{каб} + R_{шРА1} = 3,855 + 2,15 + 0,5 + 10,07 + 10,08 = 26,65 \text{ мОм};$$

$$X_2 = X_1 + X_{A2} + X_{каб} + X_{шРА1} = 13,655 + 1,2 + 0,96 + 10,08 = 25,9 \text{ мОм};$$

$$R_3 = R_2 + R_{пров} + R_{пред} = 26,65 + 66,36 + 0,5 = 93,52 \text{ мОм};$$

$$X_3 = X_2 + X_{пров} = 25,9 + 3,84 = 29,7 \text{ мОм}.$$

В точке К1 ток трехфазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{0,38}{\sqrt{3} \cdot 14,19} = 15,48 \text{ кА},$$

где $Z = \sqrt{R_1^2 + X_1^2} = \sqrt{3,86^2 + 13,66^2} = 14,19 \text{ мОм}.$

В точке К2 ток трехфазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{0,38}{\sqrt{3} \cdot 37,16} = 5,9 \text{ кА},$$

где $Z = \sqrt{R_2^2 + X_2^2} = \sqrt{26,65^2 + 25,9^2} = 37,16 \text{ мОм}.$

В точке К3 ток трехфазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{0,38}{\sqrt{3} \cdot 98,12} = 2,23 \text{ кА},$$

где $Z = \sqrt{R_3^2 + X_3^2} = \sqrt{93,52^2 + 29,7^2} = 98,12 \text{ мОм}.$

Ток двухфазного к.з. определяется из выражения

$$I_{к.з.}^{(2)} = I_{к.з.}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}, \text{ кА}.$$

В точке К1 ток двухфазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(2)} = 15,48 \cdot 0,87 = 13,48 \text{ кА}.$$

В точке К2 ток двухфазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(2)} = 5,9 \cdot 0,87 = 5,13 \text{ кА}.$$

В точке К3 ток двухфазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(2)} = 2,23 \cdot 0,87 = 1,94 \text{ кА}.$$

Ток однофазного к.з. определяется из выражения

$$I_{к.з.}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{1}{3}Z_{тр}^{(1)} + Z_n}, \text{ кА.}$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение сети 220 В;

$Z_{тр}$ – сопротивление трансформатора, Ом;

Z_n – полное сопротивление петли фаза-нуль провода линии, Ом.

Из справочных данных находим:

$$Z_{\text{пров.п.ф.0}} = 8,6 \text{ Ом/км};$$

$$Z_{\text{каб.п.ф.0}} = 1,4 \text{ Ом/км};$$

$$Z_{\text{шмад.п.ф.0}} = 0,0862 \text{ Ом/км};$$

$$Z_{\text{шра.п.ф.0}} = 0,9 \text{ Ом/км.}$$

С учетом длины

$$Z_{\text{пров.п.ф.0}} = 103,2 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{каб.п.ф.0}} = 22,4 \text{ мОм};$$

$$Z_{\text{шмад.п.ф.0}} = 0,3448 \text{ мОм};$$

$$Z_{\text{шра.п.ф.0}} = 43,2 \text{ мОм.}$$

Находим полное сопротивление петли фаза –нуль для точек К1, К2 и К3 соответственно:

$$\begin{aligned} Z_{n1} &= \sqrt{(R_{A1} + R_{кв.A1})^2 + X_{A1}^2} + Z_{шмад.п.ф.0} = \sqrt{(0,24 + 0,08)^2 + 0,1^2} + 0,3448 = \\ &= 0,68 \text{ мОм}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{n2} &= Z_{n1} + \sqrt{(R_{A2} + R_{кв.A2})^2 + X_{A2}^2} + Z_{каб.п.ф.0} + Z_{шра.п.ф.0} = 0,68 + \sqrt{(2,15 + 0,5)^2 + 1,2^2} + \\ &+ 22,4 + 43,2 = 67,19 \text{ мОм}; \end{aligned}$$

$$Z_{n3} = Z_{n2} + Z_{пред} + Z_{пров.п.ф.0} = 67,19 + 0,5 + 103,2 = 170,89 \text{ мОм.}$$

Для соединения обмоток звезда/ звезда с выведенной нейтралью $Z_{тр} = 128 \text{ мОм}$.
В точке К1 ток однофазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(1)} = \frac{220}{\frac{1}{3} \cdot 128 \cdot 10^{-3} + 0,68 \cdot 10^{-3}} = 5,07 \text{ кА.}$$

В точке К2 ток однофазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(1)} = \frac{220}{\frac{1}{3} \cdot 128 \cdot 10^{-3} + 67,19 \cdot 10^{-3}} = 2,01 \text{ кА.}$$

В точке К3 ток однофазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(1)} = \frac{220}{\frac{1}{3} \cdot 128 \cdot 10^{-3} + 170,89 \cdot 10^{-3}} = 1,35 \text{ кА.}$$

Для соединения обмоток треугольник/ звезда с выведенной нейтралью $Z_{тр} = 42 \text{ мОм.}$

В точке К1 ток однофазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(1)} = \frac{220}{\frac{1}{3} \cdot 42 \cdot 10^{-3} + 0,68 \cdot 10^{-3}} = 14,99 \text{ кА.}$$

В точке К2 ток однофазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(1)} = \frac{220}{\frac{1}{3} \cdot 42 \cdot 10^{-3} + 67,19 \cdot 10^{-3}} = 2,71 \text{ кА.}$$

В точке К3 ток однофазного к.з.

$$I_{к.з.}^{(1)} = \frac{220}{\frac{1}{3} \cdot 42 \cdot 10^{-3} + 170,89 \cdot 10^{-3}} = 1,4 \text{ кА.}$$

Таблица 5.2 Токи КЗ

Вид КЗ	К1, (кА)	К2, (кА)	К3, (кА)
Трехфазное	15,48	5,9	2,23
Двухфазное	13,48	5,13	1,94

Продолжение таблицы 5.2

Однофазное (y/y°-12)	5,07	2,01	1,35
Однофазное (Δ /y°-12)	14,99	2,71	1,4

Кратность тока однофазного к.з. в наиболее удаленной точке сети должна быть:

$$1) I_{к.мин.}^{(1)} \geq 3I_{ном.пл.вст}$$

$$2) I_{к.мин.}^{(1)} \geq 1,25I_{ном.расц}$$

Предохранитель gG/gL-100/80 : $1,35 \cdot 10^3 \geq 3 \cdot 80$.

Выключатель DXtm-h 80/80/800: $1,35 \cdot 10^3 \geq 1,25 \cdot 80$.

Выключатель DPX 1000/1000/10000: $1,35 \cdot 10^3 \geq 1,25 \cdot 1000$.

Следовательно выбранные аппараты при однофазном к.з. надежно защищают сеть.

6 Безопасность жизнедеятельности

6.1 Анализ условий труда оператора котельной

Характеристика условий, тяжести и напряженности труда оператора котельной получена на основе анализа рабочего места на предприятии. Изучено содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Проведена оценка параметров микроклимата, освещенности, неионизирующих электромагнитных полей и излучений, электростатического поля, уровней шума и вибрации на предприятии.

Условия труда операторов котельной осложняет наличие источника тепловыделений - турбогенераторов и котлов. Анализ результатов показал, что температура воздуха в котельной в теплый период года составляла 26-43 °С, относительная влажность 17-53 %, скорость движения воздуха - от 0,5 до 2,6 м/с. В холодный период температура воздуха рабочих зон на разных отметках снижалась неравномерно и находилась в пределах 13-45 °С, относительная влажность составляла 17-71 %, скорость движения воздуха колебалась в пределах от 0,5 до 1,4 м/с.

Неблагоприятные перепады производственного микроклимата в котельных отделениях обусловлены наличием многочисленного теплонесущего оборудования. Высокая температура воздуха и низкая относительная влажность в котельной объясняется значительными конвективными и радиационными тепловыделениями от оборудования.

Сжигание в котлах газа может сопровождаться поступлением в воздух рабочей зоны оксида углерода, никеля, ванадия, диоксида серы, оксида азота, углеводородов, аммиака, сероводорода, триоксикрезилфосфата и других химических веществ. В случае неисправностей в газопроводах газ может поступать в котельную.

Таблица 6.1 Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны котельной (мг/м³)

Название	Оксид углерода	Диоксид серы	Углеводороды	Оксиды азота
Котельный	1,1-51,0	0-4,5	4,0-9,0	0,03-0,50

Примечание - ПДК в воздухе рабочей зоны: оксид углерода - 20,0 мг/м³, диоксид серы - 10,0 мг/м³, оксид азота - 5,0 мг/м³.

Результаты по характеристике воздушной среды показали, что концентрации большинства из указанных веществ находятся на уровне предельно допустимых, а оксида углерода иногда (5-7 % проб) превышают допустимые.

Гигиеническая оценка на рабочих местах персонала выявила, что ведущими неблагоприятными физическими факторами производственной среды яв-

ляются неионизирующие электромагнитные поля и излучения, шум, вибрация, освещенность. Находящиеся под напряжением кабельные сети, постоянно работающее электротехническое оборудование создают высокие уровни напряженности электрического поля.

Характеристика уровня шумового воздействия на операторов котельной свидетельствует, что на рабочих местах уровень шума превышает допустимую величину от 6 до 19 дБА.

В соответствии с Р.2.2.2006-05 оценивался класс условий труда в цехах ТЭС. Для каждого из факторов был определен класс условий труда (см. табл. 6.2). Общая оценка условий труда соответствует 3-му классу 3-й степени.

Таблица 6.2 Характеристика условий труда оператора котельной по степени вредности и опасности

Факторы	Класс условий труда					
	оптимальный	допустимый	вредный			
	1	2	3.1	3.2	3.3	3.4
Микроклимат				+		
Тяжесть труда			+			
Напряженность труда				+		
Шум				+		
Освещение			+			

Основной и решающий фактор улучшения условий труда - оборудование рабочих мест эффективными системами общей и местной вентиляции. Поскольку уменьшение шума и вибрации в источнике их образования практически не представляется возможным, применяется защита работающих расстоянием, при помощи оборудования кабин для операторов, выведения рабочих мест в зоны с меньшими уровнями шума и вибрации; используются также индивидуальные средства защиты органов слуха и дыхательной системы.

Для снижения влияния шума на организм необходимо проводить комплекс мер:

- определение на основе шумовых карт участков цехов с наименьшим уровнем звука для выбора маршрутов движения персонала, мест проведения ремонтных работ и профилактического обслуживания агрегатов;
- создание комнат реабилитации для отдыха машинистов. При этом температура стен и воздуха должна составлять 15-17 °С или температура стен - 10-14°С, воздуха - 23-25 °С уровень шума - до 50 дБ А;
- обеспечение рабочих в зависимости от спектрального состава шума достаточным количеством средств индивидуальной защиты.

С целью снижения выбросов углеводородов следует применять для приема и хранения бензина, дизельного топлива и других жидких углеводородов резервуары с понтонами, позволяющие в несколько раз уменьшить загрязнение

территории и атмосферного воздуха предельными, непредельными и ароматическими углеводородами. Этому же способствует широкое применение аппаратов воздушного охлаждения, каждый из которых позволяет снизить потери бензина и других углеводородов до 1000-1100 т в год.

6.2 Разработка естественной вентиляции для котельной

Определим количество воздуха L м³/ч, которое необходимо вывести за один час из помещения, чтобы вместе с ним удалить избыток тепла $Q_{НЗ6}$ по следующей формуле:

$$L = \frac{Q_{изб}}{C_v \cdot t \cdot \gamma_v} \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (6.1)$$

где C_v – теплоемкость сухого воздуха, ккал/кг ($C_v=0,24$ ккал/кг град);

$t = t_{yx} - t_{vx}$ при расчетах возьмем $t=8^\circ\text{C}$;

γ_v – плотность уходящего воздуха, определяемая в зависимости от температуры, кг/м³ (при расчетах принимается $\gamma_v=1,20$ кг/м³).

Определим избыточное тепло $Q_{изб}$ ккал/ч:

$$Q_{изб} = Q_{п} - Q_{от}, \quad (6.2)$$

где $Q_{п}$ – количество тепла поступающего в воздух помещения, ккал/ч;

$Q_{от}$ – теплоотдача в окружающую среду через наружные ограждения (в теплое время года, при расчетах можно принять нулю).

Количество тепловыделений $Q_{п}$ зависит от мощности оборудования, числа работающих людей и тепла, которое вносится в помещение через оконные проемы:

$$Q_{п} = Q_{об} + Q_{л} + Q_{оп} + Q_{он}, \quad (6.3)$$

где $Q_{об}$ – тепло, выделяемое производственным оборудованием, ккал/ч;

$Q_{л}$ – тепло выделяемое людьми, ккал/ч;

$Q_{оп}$ – тепло выделяемое осветительными приборами;

$Q_{он}$ – тепло, вносимое солнечной радиацией, ккал/ч.

Тепло, выделяемое производственным оборудованием в рабочем помещении, определяется из соотношения:

$$Q_{об} = 860 \cdot P_{об} \cdot n, \quad (6.4)$$

где 860 тепловой эквивалент 1 кВт·ч, то есть тепло, эквивалентное 1 кВт·ч электрической энергии;

$P_{об}$ – мощность, потребляемая оборудованием $P_{об} = 2$ кВт;

n – коэффициент перехода тепла в помещение, $n=0,75$;

$$Q_{об} = 860 \cdot 2 \cdot 0,75 = 1290 \text{ ккал/ч.}$$

Тепло, вносимое солнечной, радиацией, определяется из соотношения:

$$Q_p = m \cdot F \cdot g_{ост}, \quad (6.5)$$

где m – количество окон в помещении;

F – площадь одного окна $F=3 \text{ м}^2$;

$g_{ост}$ – солнечная радиация через остекленную поверхность, то есть количество тепла, вносимое за 1ч через остекление площадью в 1 м^2 .

$$Q_p = 4 \cdot 3 \cdot 64 = 768 \text{ ккал/ч.}$$

Тепло выделяемое людьми определяется:

$$Q_{л} = Q_{ч} \cdot n, \quad (6.6)$$

где $Q_{ч}$ – количество тепла выделяемое одним человеком;

n – количество человек.

$$Q_{л} = 180 \cdot 2 = 360 \text{ ккал/ч.}$$

Тепло выделяемое осветительными приборами:

$$Q_{оп} = N \cdot N_{оп}, \quad (6.7)$$

где N – коэффициент, учитывающий количество энергии, переходящей в тепло $N=0,8$;

$N_{оп}$ – количество осветительных приборов.

$$Q_{оп} = 0,8 \cdot 12 \cdot 18 = 172,8 \text{ ккал/ч.}$$

Тогда тепловыделение составит:

$$Q_{изб} = 1290 + 768 + 360 + 172,8 = 2590,8 \text{ ккал/ч.}$$

Таким образом, необходимый воздухообмен будет равен:

$$L = \frac{2590,8}{0,24 \cdot 8 \cdot 1,20} = 1124,5 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

В котельной вследствие тепловыделений воздух нагревается и его плотность становится меньше плотности наружного холодного воздуха. Это обуславливает появление разности давлений. На некоторой высоте цеха находится плоскость равных давлений.

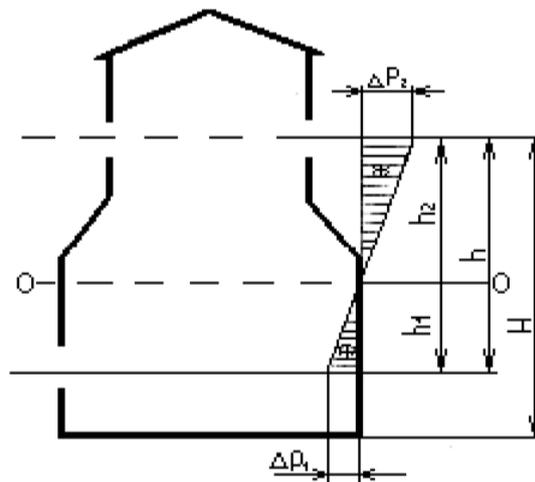


Рисунок 6.1 Схема аэрации здания

На уровне центра нижнего проема разность давлений определяется следующим образом:

$$\Delta P_1 = h_1 \cdot q(\rho_n - \rho_{в.ср}); \quad (6.8)$$

$$\Delta P_1 = 1,5 \cdot 9,8(1,177 - 1,197) = 0,294 \text{ Па},$$

где h_1 – расстояние от центра нижнего проема до плоскости равных давлений, м;
 $\rho_{в.ср}$ – средняя плотность воздуха в помещении, $\text{кг}/\text{м}^3$, зависящая от средней температуры воздуха в помещении $t_{в.ср}$, град;
 ρ_n – плотность наружного воздуха, $\text{кг}/\text{м}^3$;
 q – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$.

$$t_{в.ср} = (t_{р.з} + t_{ух}) / 2; \quad (6.9)$$

$$t_{в.ср} = (15 + 29) / 2 = 22 \text{ }^\circ\text{C},$$

здесь $t_{р.з}$ и $t_{ух}$ – температура воздуха соответственно в рабочей зоне и уходящего из помещения.

Температуру рабочей зоны принимают исходя из конкретных условий, а температуру уходящего из цеха воздуха определяют по формуле:

$$t_{yx} = t_{p.з} + \Delta t(H - 2); \quad (6.10)$$

$$t_{yx} = 15 + 4(5,5 - 2) = 29 \text{ }^\circ\text{C},$$

где Δt – температурный градиент в цехе, $^\circ\text{C}/\text{м}$; ($\Delta t = 4^\circ\text{C}/\text{м}$);

H – расстояние от пола цеха до середины верхнего проема, м.

На уровне центра верхнего проема существует избыточное давление ΔP_2 , под действием которого происходит вытяжка воздуха:

$$\Delta P_2 = h_2 \cdot q(\rho_n - \rho_{в.ср}); \quad (6.11)$$

$$\Delta P_2 = 2,5 \cdot 9,8(1,177 - 1,197) = 0,49 \text{ Па},$$

где h_2 – расстояние от центра верхнего проема до плоскости равных давлений, м.

Полное давление, обуславливающее движение воздуха в помещении, равно:

$$\Delta P_{полн} = \Delta P_1 + \Delta P_2 = h \cdot q(\rho_n - \rho_{в.ср}); \quad (6.12)$$

$$\Delta P_{полн} = 0,294 + 0,49 = 0,784 \text{ Па}.$$

Подсчитав величину полного теплового давления, задаются внутренним избыточным давлением на уровне центра нижнего проема ΔP_1 , которое принимается обычно равным 25 – 40% от полного давления.

Затем определяют величину избыточного давления на уровне центра верхнего проема:

$$\Delta P_2 = \Delta P_{полн} - \Delta P_1; \quad (6.13)$$

$$\Delta P_2 = 0,314 - 0,294 = 0,02 \text{ Па}.$$

Скорость воздуха V_1 , м/с в нижних проемах:

$$V_1 = \sqrt{\frac{2 \cdot \Delta P_1}{\rho_H}}; \quad (6.14)$$

$$V_1 = \sqrt{\frac{2 \cdot 0,294}{1,177}} = 0,71 \text{ м/с.}$$

Площадь S_1 , м^2 нижних проемов определяют исходя из выражения:

$$S_1 = \frac{L}{3600 \cdot \mu \cdot V_1}; \quad (6.15)$$

$$S_1 = \frac{84548,9}{3600 \cdot 0,6 \cdot 0,71} = 55,1 \text{ м}^2,$$

где L – потребный воздухообмен в цехе, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Скорость воздуха V_2 , м/с , в верхних проемах:

$$V_2 = \sqrt{\frac{2 \cdot 0,49}{1,167}} = 0,92 \text{ м/с.}$$

Площадь S_2 , м^2 верхних проемов:

$$S_2 = \frac{84548,9}{3600 \cdot 0,6 \cdot 0,92} = 42,5 \text{ м}^2.$$

где μ – коэффициент расхода, зависящий от конструкции проема ($\mu=0,15 - 0,65$).

6.3 Определение санитарно-защитной зоны

Находим для данной котельной санитарно-защитную зону, имеющие следующие параметры:

Высота $H = 30$ м;

Диаметр устья $D = 4,5$ м;

Скорость выхода газов $W_0 = 15$ м/с;

$T_r = 160$ °С;

$T_b = 23$ °С;

Выброс золы $M_z = 350$ г/с;

Выброс двуокиси серы $M_{\text{SO}_2} = 750$ г/с;

Выброс оксидов азота $M_{\text{NO}_x} = 42$ г/с;

Степень очистки воздуха – 90 % ;

Район расположения – Алматы;

Направление:
Север = 9 %;
Северо-восток = 22 %;
Восток = 25 %;
Юго-восток = 12 %;
Юг = 3 %;
Юго-запад = 6 %;
Запад = 8 %;
Северо-запад = 15 %.

6.3.1 Определение максимальной концентрации примесей в атмосфере с учетом веществ, обладающих эффектом суммации

Максимальное значение приземной концентрации вредного вещества C_M определяется по формуле:

$$C_M = \frac{A_x \cdot M_x \cdot F_x \cdot m_x \cdot n_x \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_{1x}} \cdot \Delta T}, \quad (6.16)$$

где A - коэффициент температурной сертификации. Для Казахстана $A=200$;

M - масса вредного вещества, выбрасываемого в единицу времени, г/с;

F - коэффициент, учитывающий скорость оседания веществ;

$F=1$ для газообразных веществ

$F=2$ для золы, т.к. средний эксплуатационный коэффициент очистки выбросов 90%;

η - коэффициент рельефа местности; $\eta = 1$ для ровной поверхности;

H – высота источника, м.

V_1 - расход газовой смеси, м³/с;

$$\Delta T = T_z - T_e \text{ } ^\circ\text{C}; \quad (6.17)$$

$$\Delta T = 160 - 23 = 137^\circ\text{C};$$

$$V_1 = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot W_0 = \frac{3,14 \cdot 4,5^2}{4} \cdot 15 = 238,44 (\text{м}^3/\text{с}) \quad (6.18)$$

Значение коэффициентов m и n определяется в зависимости от параметров f, v_M, v_M', f_e, V_1 :

$$f = 1000 \cdot \frac{W_0^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T} = 1000 \cdot \frac{15^2 \cdot 4,5}{30^2 \cdot 137} = 8,212 \text{ Гц}; \quad (6.19)$$

$$v_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_1 \cdot \Delta T}{H}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{238,44 \cdot 137}{30}} = 21,45; \quad (6.20)$$

$$v_M' = 1,3 \cdot \frac{W_0 \cdot D}{H} = 1,3 \cdot \frac{15 \cdot 4,5}{30} = 2,925 \text{ м/с}; \quad (6.21)$$

$$f_e = 800 \cdot (v_M')^3 = 800 \cdot 2,925^3 = 20020,2 \text{ Гц}. \quad (6.22)$$

Так как $f < 100$, коэффициент m определяем по следующей формуле:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{8,212} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{8,212}} = 0,609.$$

Так как $f < 100$ и $v_M \geq 2$, то коэффициент $n=1$.

Максимальная концентрация золы в атмосфере:

$$C_{MЗ} = \frac{A \cdot M_z \cdot F_3 \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 350 \cdot 2 \cdot 0,609 \cdot 1 \cdot 1}{30^2 \cdot \sqrt[3]{238,44 \cdot 137}} = 2,963 \text{ мг/м}^3.$$

Максимальная концентрация SO_2 в атмосфере:

$$C_{MSO_2} = \frac{A \cdot M_{SO_2} \cdot F_2 \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 750 \cdot 1 \cdot 0,609 \cdot 1 \cdot 1}{30^2 \cdot \sqrt[3]{238,44 \cdot 137}} = 3,175 \text{ мг/м}^3.$$

Максимальная концентрация NO_x в атмосфере:

$$C_{MNO_x} = \frac{A \cdot M_{NO_x} \cdot F_2 \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 42 \cdot 1 \cdot 0,609 \cdot 1 \cdot 1}{30^2 \cdot \sqrt[3]{238,44 \cdot 137}} = 0,178 \text{ мг/м}^3.$$

Максимальная концентрация газов в атмосфере:

$$C_{MГ} = \frac{A \cdot M_{\Sigma} \cdot F_2 \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}},$$

где $M_{\Sigma} = M_{SO_2} + 5,88 \cdot M_{NO_x} = 750 + 5,88 \cdot 42 = 996,96 \text{ г/с}$,

$$C_{MГ} = \frac{200 \cdot 996,96 \cdot 1 \cdot 0,609 \cdot 1 \cdot 1}{30^2 \cdot \sqrt[3]{238,44 \cdot 137}} = 4,221 \text{ мг/м}^3.$$

6.3.2 Определение расстояния, на котором достигается максимальная концентрация

Расстояние X_M (м) от источника выбросов, на котором приземная концентрация C ($\text{мг}/\text{м}^3$) при неблагоприятных метеорологических условиях достигает максимального значения C_M , определяется по формуле:

$$X_M = \frac{5-F}{4} \cdot d \cdot H, \quad (6.23)$$

где безразмерный коэффициент d при $f < 100$ и $v_M > 2$ находится по формуле:

$$d = 7 \cdot \sqrt{v_M} \cdot (1 + 0,28\sqrt[3]{f}) = 7 \cdot \sqrt{21,45} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{8,212}) = 50,73. \quad (6.24)$$

$$\text{Для газов: } X_{MG} = \frac{5-1}{4} \cdot 50,73 \cdot 30 = 1521,9 \text{ (м)};$$

$$\text{Для золы: } X_{MZ} = \frac{5-2}{4} \cdot 50,73 \cdot 30 = 1141,425 \text{ (м)}.$$

Значение опасной скорости U_M (м/с) на уровне флюгера (обычно 10 м от уровня земли), при которой достигается наибольшее значение приземной концентрации вредных веществ C_M , определяется по формуле:

$$U_M = v_M \cdot (1 + 0,12 \cdot \sqrt{f}) = 21,45 \cdot (1 + 0,12 \cdot \sqrt{8,212}) = 28,826 \text{ м/с}. \quad (6.25)$$

6.3.3 Расчет приземных концентраций на различных расстояниях и определение L_0

При опасной скорости ветра U_M приземная концентрация вредных веществ c ($\text{мг}/\text{м}^3$) в атмосфере по оси факела выброса на различных расстояниях x (м) от источника выброса определяется по формуле:

$$c = S_i \cdot C_M, \quad (6.26)$$

где S_i - безразмерный коэффициент, определяемый в зависимости от отношения x/x_M и коэффициента F по формулам:

$$s_1 = 3 \cdot \left(\frac{x}{x_M}\right)^4 - 8 \cdot \left(\frac{x}{x_M}\right)^3 + 6 \cdot \left(\frac{x}{x_M}\right)^2, \text{ при } \frac{x}{x_M} \leq 1; \quad (6.27)$$

$$s_1 = \frac{1.13}{0.13 \cdot \left(\frac{X}{X_m}\right)^2 + 1}, \text{ при } 1 \leq \frac{X}{X_m} \leq 8; \quad (6.28)$$

$$s_1 = \frac{1}{0.1 \cdot \left(\frac{X}{X_m}\right)^2 + 2.47 \cdot \left(\frac{X}{X_m}\right) - 17.8}, \text{ при } \frac{X}{X_m} > 8. \quad (6.29)$$

Для золы:

$$x_1 = 200 \text{ м};$$

$$\frac{x_1}{x_m} = \frac{200}{1141,425} = 0,175 ;$$

$$s_1 = 3 \cdot \left(\frac{X}{X_m}\right)^4 - 8 \cdot \left(\frac{X}{X_m}\right)^3 + 6 \cdot \left(\frac{X}{X_m}\right)^2 = 0,144 ;$$

$$C = 0,144 \cdot 2,963 = 0,427 \text{ мг} / \text{м}^3 ;$$

$$x_2 = 800 \text{ м};$$

$$\frac{x_1}{x_m} = \frac{800}{1141,425} = 0,701 ;$$

$$s_1 = 3 \cdot \left(\frac{X}{X_m}\right)^4 - 8 \cdot \left(\frac{X}{X_m}\right)^3 + 6 \cdot \left(\frac{X}{X_m}\right)^2 = 0,916 ;$$

$$C = 0,916 \cdot 2,963 = 2,715 \text{ мг} / \text{м}^3 ;$$

$$x_3 = 1141,425 \text{ м};$$

$$\frac{x_1}{x_m} = 1 ;$$

$$s_1 = 1 ;$$

$$C = 1 \cdot 2,963 = 2,963 \text{ мг} / \text{м}^3 ;$$

$$x_4 = 2000 \text{ м};$$

$$\frac{x_1}{x_m} = \frac{2000}{1141,425} = 1,752;$$

$$s_1 = \frac{1,13}{0,13 \cdot (1,752)^2 + 1} = 0,808;$$

$$C = 0,808 \cdot 2,963 = 2,394 \text{ мг} / \text{м}^3;$$

$$x_5 = 10000 \text{ м};$$

$$\frac{x_1}{x_m} = \frac{10000}{1141,425} = 8,761;$$

$$s_1 = \frac{1}{0,1 \cdot \left(\frac{X}{X_m}\right)^2 + 2,47 \cdot \left(\frac{X}{X_m}\right) - 17,8} = 0,087;$$

$$C = 0,087 \cdot 2,963 = 0,257 \text{ мг} / \text{м}^3;$$

ПДК = 0,3

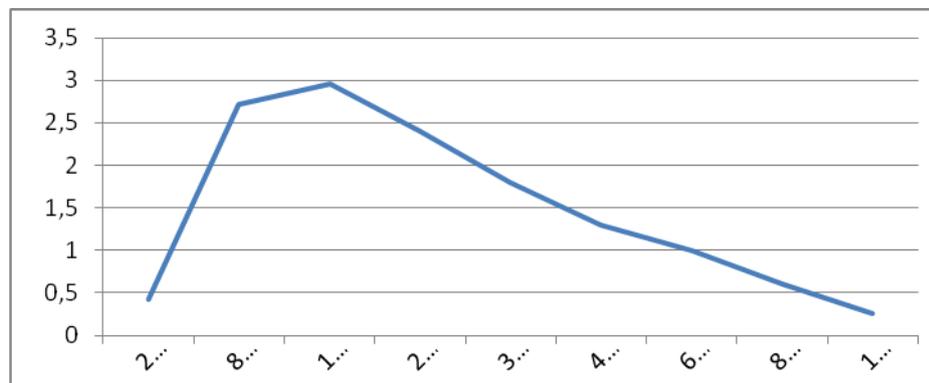


Рисунок 6.2 Приземная концентрация в зависимости от X_i/X_m (для золы)

Для газов:

$$x_2 = 200 \text{ м};$$

$$\frac{x_1}{x_m} = \frac{200}{1521,9} = 0,131;$$

$$s_1 = 3 \cdot \left(\frac{X}{X_m} \right)^4 - 8 \cdot \left(\frac{X}{X_m} \right)^3 + 6 \cdot \left(\frac{X}{X_m} \right)^2 \approx 0,086;$$

$$C = 0,086 \cdot 4,221 = 0,361 \text{ Mg} / \text{m}^3;$$

$$x_1 = 800 \text{ m};$$

$$\frac{x_1}{x_m} = \frac{800}{1521,9} = 0,526;$$

$$s_1 = 3 \cdot \left(\frac{X}{X_m} \right)^4 - 8 \cdot \left(\frac{X}{X_m} \right)^3 + 6 \cdot \left(\frac{X}{X_m} \right)^2 \approx 0,726;$$

$$C = 0,726 \cdot 4,221 = 3,064 \text{ Mg} / \text{m}^3;$$

$$x_3 = 1521,9 \text{ m};$$

$$\frac{x_1}{x_m} = 1;$$

$$s_1 = 1;$$

$$C = 1 \cdot 4,221 = 4,221 \text{ Mg} / \text{m}^3;$$

$$x_4 = 2500 \text{ m};$$

$$\frac{x_1}{x_m} = \frac{2500}{1521,9} = 1,643;$$

$$s_1 = \frac{1,13}{0,13 \cdot (1,643)^2 + 1} = 0,836;$$

$$C = 0,836 \cdot 4,221 = 3,531 \text{ Mg} / \text{m}^3;$$

$$x_5 = 13000 \text{ m};$$

$$\frac{x_1}{x_m} = \frac{13000}{1521,9} = 8,542;$$

$$s_1 = \frac{1}{0,1 \cdot \left(\frac{X}{X_m} \right)^2 + 2,47 \cdot \left(\frac{X}{X_m} \right) - 17,8} = 0,094;$$

$$C = 0,094 \cdot 4,221 = 0,397 \text{ Mg} / \text{m}^3;$$

ПДК = 0,5

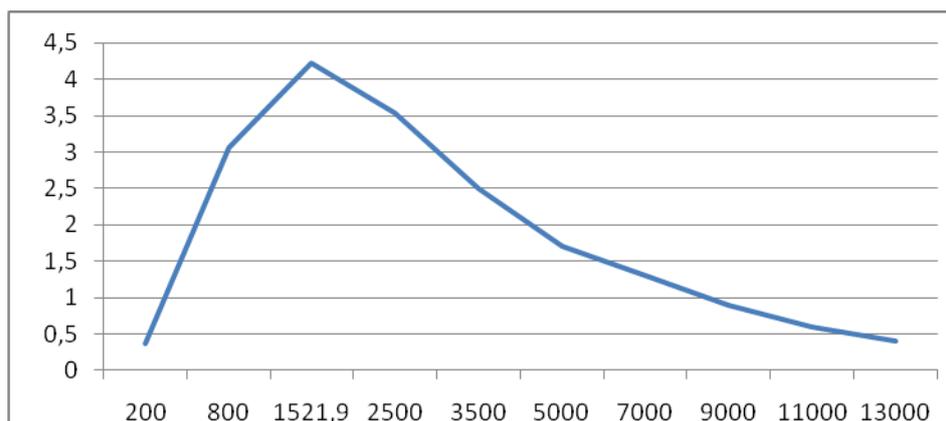


Рисунок 6.3 Приземная концентрация в зависимости от X_i/X_m (для смеси газов)

Из графиков находим значение L_0 для золы и смеси газов:

Вещество	L_0 , м
Зола	10000
Смесь	13000

6.3.4 Определить санитарно-защитную зону котельной

Определение границ санитарно-защитной зоны предприятий производится по формуле:

$$L = L_0 \frac{P}{P_0}, \quad (6.30)$$

где L (м) – расчетный размер СЗЗ;

L_0 (м) – расчетный размер участка;

P (%) - среднегодовая повторяемость направления ветров рассматриваемого румба;

P_0 (%) – повторяемость направлений ветров одного румба при круговой розе ветров.

Используя формулу (6.30) рассчитаем расчетный размер СЗЗ:

Для газов:

$$L_C = L_0 \cdot \frac{P_C}{P_0} = 9360 \text{ м}; \quad L_{Ю} = L_0 \cdot \frac{P_{Ю}}{P_0} = 3120 \text{ м};$$

$$L_{CB} = L_0 \cdot \frac{P_{CB}}{P_0} = 22880 \text{ м}; \quad L_{ЮЗ} = L_0 \cdot \frac{P_{ЮЗ}}{P_0} = 6240 \text{ м};$$

$$L_B = L_0 \cdot \frac{P_B}{P_0} = 26000 \text{ м}; \quad L_З = L_0 \cdot \frac{P_З}{P_0} = 8320 \text{ м};$$

$$L_{ЮВ} = L_0 \cdot \frac{P_{ЮВ}}{P_0} = 12480 \text{ м}; \quad L_{CЗ} = L_0 \cdot \frac{P_{CЗ}}{P_0} = 15600 \text{ м}.$$

6.3.5 Построение «Розы ветров» и санитарно – защитной зоны котельной

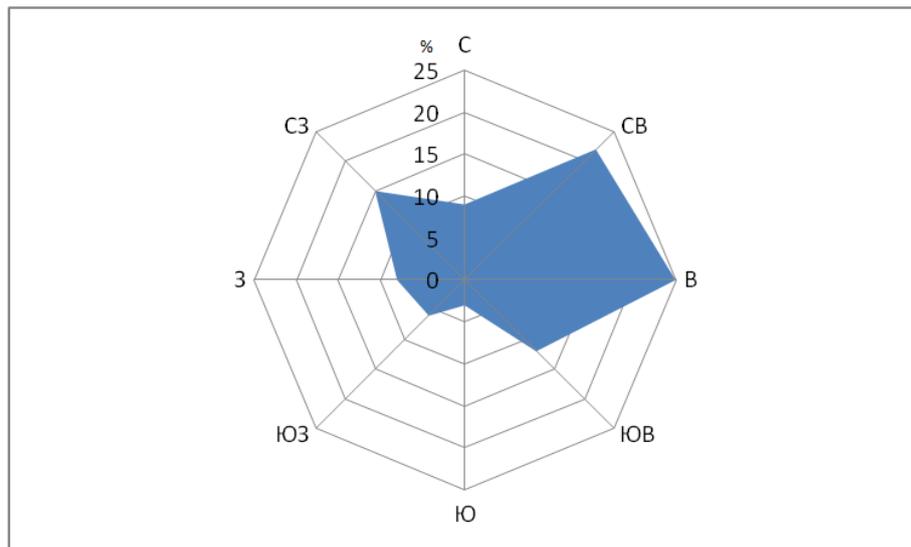


Рисунок 6.4 Роза ветров

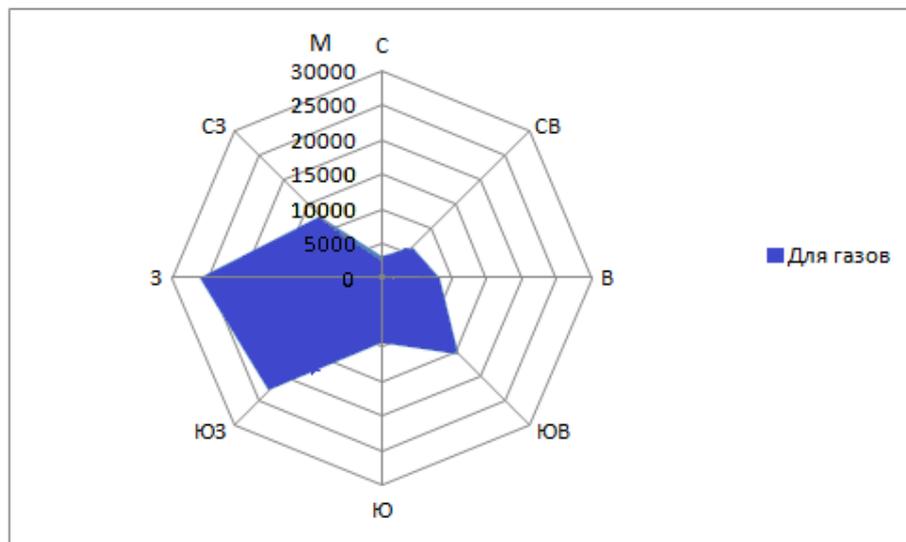


Рисунок 6.5 Санитарно-защитная зона

7 Экономическая часть

7.1 Цели разработки проекта

Целью технико-экономического обоснования является обеспечение строительства подстанции 110/10,5 кВ и прилегающих к ней сетей 110 и 10,5 кВ.

Строящаяся подстанция предназначена для реализации электроэнергии химического завода и трубопроводов данного района со стороны 110 и 10,5кВ.

Проектируемую подстанцию и прилегающие к ней сети предполагается разместить вне населенных пунктов в равнинной местности. Сооружение ЛЭП 110 и 10,5 кВ предполагается с использованием железобетонных опор.

Для строительства подстанции, передачи электроэнергии по тарифу, который ниже действующего, создается ТОО «АКЗ», чтобы создать конкуренцию на розничном рынке по передаче электроэнергии.

Целью создания ТОО – получение прибыли от передачи электроэнергии с шин подстанции до потребителя.

Юридический адрес: Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Аубакирова, 61.

7.2 Анализ рынка сбыта

В связи с выявленным дефицитом в ТОО «АКЗ» в электроснабжении потребителей рассматриваемого района, предполагается, что сооружение меж-системной связи позволит ТОО реализовать дополнительную электроэнергию потребителям.

Энергетический эффект от развития сети 110 кВ будет характеризоваться дополнительной подачей электроэнергии завода котельно-вспомогательного оборудования и трубопроводов, при выходе завода на полную мощность.

Расчетный период принят 30 лет и включает в себя время строительства энергообъекта, период временной эксплуатации и годы с режимом нормальной эксплуатации до окончательного физического срока службы основного энергетического оборудования подстанции и прилегающих сетей.

7.3 Тарифы на электроэнергию

Так как ТОО «АКЗ» занимается энергообеспечением, а так же осуществляющих подготовку кадров для управления и обслуживания систем энергообеспечения. Поэтому оценка результатов производственной деятельности образуется от продажи выработанной электроэнергии на объект.

Для стоимостной оценки результата используются действующие цены и тарифы Т=16 тенге за 1 кВт ч.

7.4 План производства

В соответствии со строительными нормами срок строительства подстанции, установленной мощности 2х63 МВА, и прилегающих сетей 110 принят равным одному году.

В соответствии с нормами освоения введенных энерго мощностей, была определена программа отпуска электроэнергии на шинах подстанции, приведенная в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Программа отпуска электроэнергии на шинах подстанции

Показатели	Годы строительства и эксплуатации		
	1	2	3
Коэффициент нагрузки, %	0,75	0,78	0,81
Поступление энергии в сеть, кВт час	102 159 000	106 245 360	110 331 720

7.5 Организационный план

На п/ст и прилегающих к ней сетях устанавливается современное высокоавтоматизированное оборудование, что обеспечивает высокий уровень надежности электроснабжения.

Ремонт будет осуществляться с помощью персонала специализированных ремонтных организаций.

7.6 Юридический план

ТОО «АКЗ» занимается разработкой и продажей электроэнергии. Особо сложные ремонтные работы выполняются с привлечением персонала специализированных ремонтных организаций.

Кредит для строительства подстанции берется в банке с дальнейшей выплатой процентов по кредиту. Процентная ставка 10 % годовых, срок кредитования 10 лет.

Для осуществления строительства и эксплуатации рассматриваемого энергообъекта создается Товарищество с ограниченной ответственностью с привлечением средств за счет выпуска акций и заемного капитала потенциальных инвесторов.

7.7 Экологическая информация

Экологическая ситуация в районе размещения электросети находится в пределах установленных санитарных норм.

Строительство подстанции и прилегающих сетей не приведёт к ухудшению экологической ситуации в районе.

7.8 Расчет технико-экономических показателей подстанции

Капиталовложения в подстанцию определяются по приведенным в справочнике укрупненным показателям стоимости суммированием следующих составляющих:

- Высоковольтные выключатели;
- трансформаторы ТДТН-63000-110/10,5;
- Разъединители
- Ограничители перенапряжений.

Все расчеты капиталовложений в подстанцию сведены в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 – Капиталовложения в объект

РУ или оборудование	Число элементов оборудования	Цена единицы оборудования, млн.тенге	Общая стоимость, млн.тенге
Высоковольтные выключатели	4	22	88
Трансформаторы	2	200	400
Разъединители	4	9	36
Ограничители перенапряжений	4	0,98	3,92
Итого:			527,92

Капитальные затраты на сооружение подстанции определяются составом оборудования:

$$K_{П/СТ} = K_{об} + K_{тр} + K_{мон} = 527,92 + 52,79 + 79,19 = 660 \text{ млн.тенге}$$

где $K_{об}$ – Стоимость оборудования установленного на П/Ст.

$$K_{тр} = K_{об} \cdot 0,1;$$

$$K_{мон} = K_{об} \cdot 0,15$$

Расчетная стоимость ячеек РУ учитывает стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН, аппаратуры управления, сигнализации, РЗ и А, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, а также соответствующих строительномонтажных работ.

Расчетная стоимость трансформаторов включает затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, РЗ и А, строительные конструкции и строительномонтажные работы.

Показатели постоянной части затрат по подстанции учитывают полную расчетную стоимость подготовки и благоустройства территории, общепод-

станционного пункта управления, устройств расхода на собственные нужды, аккумуляторной батареи, компрессорной, подъездных и внутривозрадных дорог, средств связи и телемеханики, маслохозяйства, водопровода, канализации, наружного освещения и прочих общеподстанционных элементов.

Стоимость сооружения ЛЭП определяется основными ее параметрами: напряжением, типом опор, маркой проводов и конструкцией фазы, районом строительства, характеристикой трассы и климатическими условиями и рассчитывается по выражению:

$$K_{ЛЭП} = k_{уд} \cdot L \cdot \alpha_{нв} \cdot \alpha_p + \Delta K_{р.пр.} + \Delta K_{д.гр.} + n_{р.б.} \cdot K_{р.б.}$$

где $K_{уд,i}$ - удельные показатели стоимости 1 км линии, соответствующие уровню напряжения и количеству цепей, а также учитывающий определенные условия прохождения трассы (по равнине, лес - не более 10% от длины трассы, доставка грузов до трассы - не более 20 км и развозка оборудования по трассе - не более 10 км);

$L = 5,2$ км - длина линии;

$\alpha_{нв} = 1,06$ - поправочный коэффициент, учитывающий скоростной напор ветра;

$\alpha_p = 1,27$ - коэффициент, учитывающий район прохождения трассы;

$\Delta K_{р.пр.} = 3,8$ - затраты, учитывающие рубку просеки в лесу, если лес составляет более 10% длины трассы;

$\Delta K_{д.гр.} = 1$ - затраты, учитывающие доставку грузов к линии, если условия доставки отличаются от вышеуказанных;

$n_{р.б.} = 1$ - количество ремонтных баз вдоль линии;

$K_{р.б.} = 1$ - затраты на создание и оснащение одной ремонтной базы.

В расчете затраты на создание и оснащение ремонтных баз, а также на создание линий связи принимаются в размере 10%.

Все расчеты капиталовложения по линиям электропередач сводятся в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 – Капитальные вложения в ЛЭП

Линия	Общая длина линии, км	Стоимость одного км. длины линии, млн.тенге	Общая стоимость линии, млн. тенге (с учетом строительных работ, оборудования)
ВЛ 110 кВ	5,2	5	26
Итого:			26

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составят:

$$K_{ЭС} = K_{П/СТ} + K_{ЛЭП} = 660 + 26 = 686 \text{ млн. тенге}$$

7.9 Определение ежегодных издержек производства

Издержки производства п/ст и прилегающих сетей связаны с затратами на содержание подстанции, распределительных устройств и линий электропередач.

Кроме того, передача и распределение электроэнергии связаны с частичной потерей ее при транспортировке по линиям электропередач и трансформации. Поскольку такие потери связаны с процессом передачи, то их стоимость включается в состав ежегодных издержек:

$$I_{перед} = I_{экс} + I_{пот}$$

где $I_{экс}$ - суммарные затраты электросетевых хозяйств системы на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей, тенге/год;

$I_{пот}$ - суммарная стоимость потерь в сетях системы, тенге/год.

Расчет затрат электросетевых хозяйств на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей определяется по укрупненным показателям:

$$I_{экс} = I_{ам} + I_{об/рем} = 39,6 + 1,56 + 19,8 + 0,78 = 61,74 ,$$

где $I_{ам}$ - ежегодные издержки на амортизацию (реновацию), тенге/год:

$$I_{амПСТ} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot K_{П/СТ} = \frac{6}{100} \cdot 660 = 39,6 \text{ млн. тенге}$$

$$I_{амЛЭП} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot K_{ЛЭП} = \frac{6}{100} \cdot 26 = 1,56 \text{ млн. тенге}$$

где $\alpha_{ам}$ - нормы отчислений на амортизацию, %/год;

$I_{об/рем}$ - издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге/год:

$$I_{об/ремПСТ} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot K_{П/СТ} = \frac{3}{100} \cdot 660 = 19,8 \text{ млн. тенге}$$

$$I_{об/ремЛЭП} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot K_{ЛЭП} = \frac{3}{100} \cdot 26 = 0,78 \text{ млн. тенге}$$

где $\alpha_{об/рем}$ - нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, %/год.

Расчет эксплуатационных издержек сводится в виде таблицы 7.4.

Таблица 7.4 – Эксплуатационные издержки распределения энергии

Элемент	Кап. вложения, млн.тенге	$\alpha_{ам},\%$	$\alpha_{об},\%$	$I_{ам},$ млн. тен- ге/год	$I_{обсл},$ млн. тен- ге/год	$I_{экспл},$ млн. тен- ге/год
п/ст 110/6,3 кВ	660	6	3	39,6	19,8	59,4
ЛЭП 110 кВ	26	6	3	1,56	0,78	2,34
Итого:				41,16	20,58	61,74

7.10 Расчет себестоимости и прибыли

Себестоимость на передачу электроэнергии

$$S = \frac{\sum I_{передача}}{\mathcal{E}_{год}}$$

где $\mathcal{E}_{год} = 22702 \cdot 6000 = 136,212$ млн.кВт·ч – годовое энергопотребление предприятия.

Себестоимость передачи электроэнергии:

$$S = \frac{\sum I_{передача}}{\mathcal{E}_{год}} = \frac{61,74}{136,212} = 0,45 \text{ тенге}$$

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии заводу составит

$$V = T \cdot \mathcal{E}_{год} = 16 \cdot 136,212 = 2179,4 \text{ млн. тенге}$$

$T = 16$ тенге/кВтч – тариф за электроэнергию.

АО «АЗК» заключает договора по поставке электроэнергии со следующими поставщиками:

$T_{гор.сети (РЭК)} = 5$ тенге/кВтч – тариф за передачу электроэнергии городским сетям или РЭК;

$T_{эпо} = 7$ тенге/кВтч – тариф за электроэнергию, установленный энергопроизводящей организацией;

$T_{НЭС} = 2$ тенге/кВтч – тариф на услуги по передаче электроэнергии по национальным электрическим сетям.

Из прогнозируемой выручки ТОО «АКЗ» произведет следующие выплаты:

- Выплаты по договору ТОО «АКЗ» составят:

$$0,1 \cdot 136,212 = 13,62 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты городским сетям за передачу электроэнергии составят:

$$5 \cdot 136,212 = 681,06 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты национальным электрическим сетям составят:

$$2 \cdot 136,212 = 272,424 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты энергопроизводящим предприятиям составят:

$$7 \cdot 136,212 = 953,484 \text{ млн. тенге}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии составит:

$$V_p = 2179,4 - 13,62 - 681,06 - 272,424 - 953,484 = 258,812 \text{ млн. тенге}$$

Прибыль при этом будет равна:

$$Pr = V_p - I_{\text{экс}} = 258,812 - 61,74 = 197,072 \text{ млн. тенге}$$

Чистая прибыль за вычетом налога 20% составит:

$$ЧPr = Pr(1 - 0,2) = 197,072 \times 0,8 = 157,56 \text{ млн. тенге}$$

7.11 Расчет эффективности инвестиций

Срок окупаемости сооружаемой подстанции и ЛЭП для ТОО «АКЗ» составит:

$$PP = \frac{\sum K_{n/cm, ЛЭП}}{U_{am} + Д} = \frac{686}{41,16 + 157,56} = 3,5 \text{ лет}$$

NPV (Net present value) или Чистая приведенная стоимость - показатель NPV представляет собой разницу между всеми денежными притоками и оттоками, приведёнными к текущему моменту времени (моменту оценки инвестиционного проекта). Он показывает величину денежных средств, которую инвестор ожидает получить от проекта, после того, как денежные притоки окупят его первоначальные инвестиционные затраты и периодические денежные оттоки, связанные с осуществлением проекта. Поскольку денежные платежи оцениваются с учётом их временной стоимости и рисков, NPV можно интерпретировать как стоимость, добавляемую проектом. Её также можно интерпретировать как общую прибыль инвестора.

Для NPV определения, необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю, для сравнения во времени. То есть NPV – это разница между суммой денежных поступлений порождаемых реализацией проекта и дисконтированных текущих стоимостей и всех затрат необходимых для реализации этого проекта.

Чистая приведенная стоимость определяется:

$$NPV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0,$$

$$CF = I_{ам} + ЧП = 41,16 + 157,56 = 198,72 \text{ млн. тенге}$$

где CF – ежегодные денежные поступления;

n – годы реализации проекта;

$I_0 = K_{ЭС}$ – полные суммарные инвестиции;

r – процентная ставка, равная 10%.

Результаты расчета сведем в таблицу 7.5

Таблица 7.5 – Результаты расчета чистой текущей стоимости

Годы	CF, млн. тенге	r	pV	NpV
0	-686			-686
1	198,72	0,909	180,655	-505,35
2	198,72	0,826	164,231	-341,11
3	198,72	0,751	149,301	-191,81
4	198,72	0,683	135,728	-56,08
5	198,72	0,621	123,389	67,31
				NPV=67,31

Расчет делается до первого положительного значения ЧПС, ЧПС больше нуля, следовательно, при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия, поскольку генерируемый им приток дохода превышает норму доходности в настоящий момент времени.

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости объекта составил около 4 лет, с учетом дисконтирования 4,5 лет.

Внутренняя норма прибыли (ВНП) – IRR

IRR имеет следующие свойства:

- 1) Не зависит от вида денежного потока;
- 2) не линейная форма зависимости;
- 3) Представляет собой убывающую функцию;
- 4) не обладает свойством адетивности;
- 5) позволяет предположить ожидать ли максимальную прибыль

ВНП рассчитывается по формуле:

$$IRR = 1 - \sqrt[n]{\frac{CF}{I_0}} \cdot 100\%,$$

$$IRR = 1 - \sqrt[5]{\frac{198,72}{686}} \cdot 100\% = 22\%$$

Внутренняя норма прибыли служит индикатором риска. В нашем случае IRR превышает процентную ставку на 12%.

Анализ приведенных финансово-экономических показателей свидетельствует об эффективности инвестиций в рассматриваемый проект.

Заклучение

Спроектированная система электроснабжения химического завода имеет следующую структуру. Предприятие получает питание от энергосистемы по двухцепной воздушной линии электропередачи длиной 5,2 км напряжением 110 кВ. в качестве пункта приема электроэнергии используется двухтрансформаторная подстанция глубокого ввода с трансформаторами мощностью 16 000 кВА.

Сделали расчет вариантов на 115/37/10,5 кВ и выбрали 115 кВ т.к. он наиболее оптимальный по суммарным и приведенным затратам. Для первого варианта мы выбрали высоковольтное оборудование: трансформатор ТДН-16000 кВА, выключатели В4: ВВУ-110Б-40/2000У1, разъединители РНДЗ-110/2000У1. Второй вариант: ТДТН-63000/110/35/10, ТДНС-16000-35/10, ВВУ-35А-40/2000У1, *РЕХЛИМ*. Третий вариант мы не рассматриваем т.к. количество проводов в одной цепи получилось 5, то дальнейший расчет не целесообразен с экономической и технической точки зрения невозможно и большие потери.

Выбор оборудования на напряжение 10 кВ воздушный выключатель типа ВВ/TEL-10-20/1600У2, секционный выключатель ВВ/TEL-10-20/1000У2, выключателей отходящих линий ВВ/TEL-10-12,5/630У2 («Таврида электрик»), трансформатор тока ТОЛ-10, трансформатор напряжения НАМИТ-10, выключатели нагрузки ВНП-16У3, кабель ААШв-10-(3х70), шина АТ 80×6, изоляторы ОФ-1-750ов УТЗ.

Питание цехов осуществляется кабельными линиями. Расположенными в земле. Для выбора элементов схемы электроснабжения был проведен расчет токов короткого замыкания в трех точках. На основании этих данных были выбраны аппараты на сторонах 110 кВ, 10 кВ, 0,4 кВ. Был произведен расчет самозапуска двигателей 10 кВ.

В разделе безопасность жизнедеятельности провели анализ условий труда оператора котельной, разработали естественную вентиляцию для нее и определили санитарно-защитную зону.

В экономической части рассчитали финансовые показатели схемы внешнего электроснабжения и окупаемость нашей подстанции, которая составила 4,5 лет.

В целом предложенная схема электроснабжения отвечает требованиям безопасности, надежности и экономичности.

Список литературы

1. Барыбин Ю.Г., Федоров Л.Е., Зименкова М.Г., Смирнова А.Г. Справочник по проектированию электроснабжения. 1990.
2. Киреева Э.А. Справочные материалы по электрооборудованию (цеховые электрические сети, электрические сети жилых и общественных зданий), 2004.
3. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для студентов высших учебных заведений/ Б.И. Кудрин.-М.: Интенмет Инжиниринг, 2005.-672 с.
4. Технический каталог «Alageum electric», Кентауский трансформаторный завод 2012 г.
5. Неклепаев Б.И., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 608с.
6. Федоров А.А.- справочник по электроснабжению пром. предприятий стр.477
7. Еремкин А.И., Квашнин И.М., Юнкер Ю.Н. Формирование выбросов, загрязняющих веществ в атмосферу. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2001.
8. Т.Е. Хакимжанов. Методические указания к выполнению РГР по «Экологии», для всех форм обучения, 1999.
9. Санатова Т.С. Методические указания к выполнению РГР по «Экологии», для всех форм обучения, 1999.
10. Дюсебаев М.К., Борисов В.Н., Арестова В.В. Энергетика и окружающая среда (учебное пособие).- Алматы: АЭИ, 1992.-55 стр.
11. Кормилицын В.И., Цицкишвили М.С., Яламов Ю.И. Основы экологии. Учебное пособие. М.:МПУ, 1997г.
12. Охрана окружающей среды: Учебник для технических вузов/ Под ред. Белова С.В. 2-е изд., испр. и доп. – Москва: Высшая школа, 1991г.
13. Лапицкий В.И. Организация и планирование энергетики - М. Высшая школа, 1979г.
14. Качан А.Д., Яковлев Б.В. Справочное пособие по технико-экономическим основам ТЭС. Минск, 1982г.
15. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. /Под редакцией Рокотяна С.С. и Шапиро И.М.-М. Энергоатомиздат, 1985г.
16. Основы управления энергетическим производством. /Под редакцией Огорокова В.Р.-М. Высшая школа, 1987.г.
17. Концепция развития электроэнергетики Казахстана. Институт Энергия.
18. Формирование цен на электроэнергию в Казахстане. Алматы, 1996г.
19. Энергетика и топливные ресурсы Казахстана. Отраслевой кварталный журнал. С 2005года.
20. Индексы цен в строительстве. Выпуск 55. — М.: КО-ИНВЕСТ, 2006.

Приложение А. Применение вычислительной техники

Книра111.xlsx - Microsoft Excel

Главная Вставка Разметка страницы Формулы Данные Рецензирование Вид

Вставить Буфер обмена Шрифт Выравнивание Числовой Число

J25 f_x =I25*L25

№ По плану	Наименование производственного помещения	Размеры помещения, длина(м)х ширина(м)	Площадь помещения, м ²	Удельная осветит-ая нагрузка ро, кВт/м ²	Кэффицент спроса, Кс	Установл енная мощность освещени я Р _{уо} , кВт	Расчетная мощность осветительной нагрузки		cosφ	tgφ	Тип ИС
							Р _{ро} , кВт	Q _{ро}			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
1	Заводоуправление, столовая	36x24	864	0,02	0,9	17,28	15,55	7,53	0,9	0,48	
2	Цех хлора и каустика	66x30	1980	0,015	0,85	29,70	25,25	12,23	0,9	0,48	
3	Компрессорная:	36x20	720	0,013	0,7	9,36	6,55	0,00	1	0	
	а) 0,4 кВ	36x20	720	0,013	0,7	9,36	6,55	0,00	1	0	
	б) СД 10 кВ										
4	Цех хлорофоса	56x20	1120	0,015	0,85	16,80	14,28	6,92	0,9	0,48	сумма 1-
5	Материальный склад	50x10	500	0,01	0,6	5,00	3,00	0,00	1	0	61,63
6	Насосная:										
	а) 0,4 кВ	34x10	340	0,013	0,7	4,42	3,09	0,00	1	0	
	б) СД 10 кВ										
7	Цех метилхлорида №1	50x10	500	0,015	0,85	7,50	6,38	3,09	0,9	0,48	
8	Цех метилхлорида №2	50x10	500	0,015	0,85	7,50	6,38	3,09	0,9	0,48	Р
9	Котельная	32x42	1344	0,013	0,7	17,47	12,23	0,00	1	0	25,27
10	Ремонтно-механический цех	14x36	504	0,015	0,85	7,56	6,43	3,11	0,9	0,48	
11	Склад готовой продукции	56x16	896	0,01	0,6	8,96	5,38	0,00	1	0	
12	Цех сульфата аммония №1	56x16	896	0,015	0,85	13,44	11,42	5,53	0,9	0,48	
13	Цех синильной кислоты №1	55x14	770	0,015	0,85	11,55	9,82	4,75	0,9	0,48	
14	Цех сжигания газов	55x14	770	0,015	0,85	11,55	9,82	4,75	0,9	0,48	
15	Цех синильной кислоты №2	60x18	1080	0,015	0,85	16,20	13,77	6,67	0,9	0,48	
16	Цех сульфата аммония №2	60x18	1080	0,015	0,85	16,20	13,77	6,67	0,9	0,48	
17	Территория		30524	0,005	1	152,62	152,62	73,92	0,9	0,48	76,21

эл.нагрузки по цехам Расчет осв. нагрузки Расчет эл нагр по цехам распр. низк нагр. по цех ТП Лист1 уточненный

Готово

Рисунок А1 Расчет осветительной нагрузки

Книга111.xlsx - Microsoft Excel

Главная Вставка Разметка страницы Формулы Данные Рецензирование Вид

Times New Rom 11 Шрифт

Выравнивание

Буфер обмена

И22

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1										
2		распределение низковольтной нагрузки по цеховым ТП							Кз	0,8
3		№ ТП, Сн.тр, Qнбк	№ цехов	Pr0,4, кВт	Qr0,4 квар	Sp0,4 кВА	Кз	Сном.тр	1600	
4		1	2	3	4	5	6			
5		ТП1 (2*1600)	1	255,55	211,57			Nmin=	6,56	
6			2	883,25	807,99					
7			3	162,55	122,42					
8			4	1279,28	1021,120789					
9								Pr общ	8392,12	
10					-1200					1 г
11		Итого		2583,63	967,1	2758,70064	0,86	Qr общ	6947,84	Pr
12		ТП2 (2*1600)	5	30,9	14,85			Nгз	7	Qг
13			6	111,09	91,82			Q1	3139,1	2 г
14			7	941,38	752,72			Qнбк сум	3808,7	Pr
15			8	1051,38	840,91			Qнбк	544,1	Qг
16			10	102,43	73,26					3 г
17					-1200					Pr
18		территория		152,62	73,92			спросить какой Кз брать=>		Qг
19		Итого		2389,79	647,47	2475,95	0,77			
20		ТП3 (2*1600)	11	29,376	22,86					су
21		ТП4 (1*1600)	12	341,424	296,57					су
22			13	1109,8175	974,86					
23			14	333,8175	307,76					
24			15	728,77	637,24					
25			16	563,77	491,72					
26			9	314,73	206,25					
27					-1800					
28		Итого		3421,71	1137,26	3605,75	0,75			
29								Spn1-4=	9075,49217	
30					8205,12	2751,84				

Готово

Расчет осв. нагрузки / Расчет эл нагр по цехам / **распр. низк нагр. по цех ТП** / Лист1 / уточнены

4G

Рисунок А2 Расчет низковольтной нагрузки по цеховым трансформаторам

Excel interface showing the ribbon (Главная, Вставка, Разметка страницы, Формулы, Данные, Рецензирование) and the spreadsheet content.

Worksheet: L16

Formula bar: f_x

Table content (rows 5-42):

№ ТП, Ст, Цбк, ТП	№ цеха	Кол-во ЭП, а	Ремин-Ремат	ΣРн	Ки	Средние нагрузки		α	Км	Расчетные нагрузки			Кл
						Рсм, кВт	Qсм, кВт			Рр, кВт	Qр, кВт	Sp, кВт.А	
ТП1 (2*1600)	1	33	1-45	300		200	204,04						
	2	90	10-100	2600		780	793,76						
	3	25	1-35	200		120	122,42						
	4	110	1-30	2300		1130	1014,20						
Силовая		258	1-1500	5600	0,4	2250	2136,43	112	1,08	2430	2136,43		
Осветительная										61,63	26,68		
Цбк											-1200		
Итого										2491,63	963,109	2671,29	0,83
ТП2 (2*1600)	5	12	1-12	60		18	13,5						
	6	15	10-20	150		90	91,8						
	7	55	1-40	1700		850	749,6						
	8	56	1-45	1900		950	837,8						
	10	38	5-40	300		60	70,1						
Силовая		176	1-45	4110	0,5	1968	1762,9	183	1,05	2066,4	1762,9		
Осветительная										25,27	9,29		
Освещ. территории										152,62	73,92		
Цбк											-1200		
Итого										2244,29	646,1	2335,45	0,73
ТП3 (2*1600)	11	8	1-15	60		12	20,78						
ТП4 (1*1600)	12	42	1-30	600		300	264,58						
	13	55	1-90	2000		1000	881,92						
	14	35	10-50	900		270	275,46						
	15	43	10-40	1300		650	573,25						
	16	32	1-60	1000		500	440,96						
	9	85	10-20	550		275	206,25						
Силовая		300	1-60	6410	0,5	3007	2663,19	214	1,05	3157,35	2663,19		
Осветительная										76,21	28,38		
Цбк											-1800		
Итого										3233,56	891,57	3354,22	0,70
Итого по заводу 0,4 кВт										7969,48	2500,8		
Δ Ргр, Δ Qгр										78,3	498,6		
Итого по заводу 10 кВт										8047,78	2999,4		
Компрессорная		3								5160	-2476,8		
Насосная		6								1071	513,6		
Итого по заводу										22326,6	4035,6	22688,4	

Рисунок А3 Уточненный расчет мощности по предприятию