

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Заочного отделения и переподготовки специалистов

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Ажикенов Рустэм Маямерович

(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Электроснабжение судостроительного 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

а) сведения об электроприемниках в цехах завода;

б) схема генерального плана судостроительного завода;

в) питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы мощностью 800 МВА;

г) На подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью по 40 МВА, напряжением 115/37/10,5 кВ.; Мощность к.з. на стороне 115 кВ трансформаторов равна 1000 МВА.

д) расстояние от подстанции энергосистемы до завода 6,5 км;

е) завод работает в две смены.

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

1) анализ исходных данных;

2) расчет электроснабжения завода;

3) технико-экономическое сравнение вариантов электроснабжения;

4) выбор коммутационного оборудования 110 и 10 кВ;

5) специальная часть;

6) экономическая часть;

7) безопасность жизнедеятельности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1) генплан судостроительного завода с нанесением трансформаторных подстанций и кабельных сетей;

2) однолинейная схема электроснабжения завода;

3) план и разрез ГПП;

4) по специальной части

Рекомендуемая основная литература

1. Маньков В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения: Справочное пособие. – СПб: Электро Сервис, 2010. – 664 с.

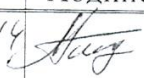

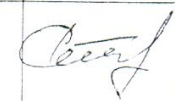
2. Гамазин С.И., Кудрин Б.И., Цырук С.А. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий. – М.: МЭИ, 2010. – 745 с.

3. Организация предпринимательской деятельности: Учебник / Под ред. А.Н. Асаула. – СПб: Гуманистика, 2004. – 448 с.

4. Безопасность производственных процессов: Справочник / Под ред. С.В. Белова. – М.: Машиностроение, 2005. – 448 с.

5. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 448 с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономическая часть	Алимжанова Л.М. к.т.н., доцент	07.06.2014	
Безопасность жизнедеятельности	Мананбаева С.Е. ст.преподаватель		
Применение вычислительной техники	Сериккулова А.Т., к.т.н., доцент		

Аннотация

В дипломном проекте проведен анализ технологического процесса судоремонтного завода и определена категория надежности электроснабжения. Рассчитаны цеховые нагрузки, токи короткого замыкания и выбрано электрооборудование выше 1000В. Определена схема внешнего электроснабжения завода.

Рассмотрен вопрос по высоковольтной изоляции, выполнен выбор изоляторов и линейной арматуры, а так же представлены новые типы изоляторов.

Рассмотрены вопросы по безопасности жизнедеятельности и экономической эффективности строительства подстанции для обеспечения питания проектируемого судостроительного завода.

Андатпа

Дипломдық жобада кеме жөндеу зауытының технологиялық процесі талданған және электрмен жабдықтау беріктігінің санаты анықталған. Цех жүктемелері, қысқа тұйықталу токтары есептелген және 1000В жоғары электр қондырғылары таңдалған. Зауыттың сыртқы электрмен жабдықтау сұлбасы анықталған.

Жоғары вольтті оқшаулама мәселесі қарастырылған, сызықты арматуралар мен изоляторлар таңдау жүргізілген, сонымен бірге изоляторлардың жаңа түрлері келтірілген.

Жобадағы кеме құрылыс зауытын қорекпен қамтамасыздандыру үшін қосалқы стансаны салудың экономикалық тиімділігі мен өмір тіршілігінің қауіпсіздігінің сұрақтары қарастырылған.

Annotation

In a diploma project the analysis of technological process of dockyard is conducted and the category of reliability of power supply is certain. The workshop loading, currents of short circuit is expected and an electrical equipment is chosen higher 1000V. The chart of external power supply of plant is certain.

A question is considered on a high-voltage isolation, the choice of insulators and linear armature is executed, and the new types of insulators are similarly presented.

Questions are considered on safety of vital functions and economic efficiency of building of substation for providing of feed of the designed shipbuilding plant.

Содержание

	Введение	7
1	Постановка задачи	8
1.1	Технологический процесс производства судостроительного завода	8
1.2	Задание на проектирование	11
2	Расчет электрических нагрузок	13
2.1	Расчет осветительной и электрических нагрузок	13
2.2	Компенсация реактивной мощности и выбор числа цеховых трансформаторов на напряжение 0,4 кВ	18
2.3	Уточненный расчет электрических нагрузок по судоремонтному заводу	21
3	Выбор схемы внешнего электроснабжения	26
4	Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания $U > 1 \text{ кВ}$	39
4.1	Расчет токов короткого замыкания $I_{кз}$ ($U = 10,5 \text{ кВ}$) с учетом подпитки от СД	39
4.2	Выбор оборудования	41
5	Высоковольтная изоляция	54
5.1	Революционные решения в области высоковольтной изоляции	54
5.2	Выбор изоляторов и линейной арматуры	59
5.3	Изоляторы с системой ранней диагностики	66
5.4	Применяемые методики по оценке надежностных характеристик и срока службы полимерных изоляторов в эксплуатации	70
6	Экономическая часть	80
6.1	Цели разработки проекта	80
6.2	Тарифы на электроэнергию	80
6.3	Организационный и юридический план	80
6.4	Расчет технико-экономических показателей подстанции и ЛЭП	81
6.5	Объем реализации	83
6.6	Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций	84
6.7	Определение NPV (чистой текущей стоимости)	88
7	Безопасность жизнедеятельности	92
7.1	Характеристика опасных производственных факторов	92
7.2	Производственный шум. Нормирование и мероприятия по его снижению	96
7.3	Расчет выбросов от автомобильного транспорта предприятия	100
	Заключение	103
	Список литературы	104
	Приложение А. Применение вычислительной техники	106

Введение

При развитии научно-технического прогресса одним из направлений явилось повышение мощности и грузоподъемности судов, систем автоматизации управления главной энергетической установкой.

В связи с тем, что существующие судостроительные заводы морально и технически устарели необходимо строительство современных заводов. Требования к судам со временем изменились, и переход на новый этап судостроения требует введения новых заводов с современной технологией. Ввод новых производственных мощностей позволит увеличить количество рабочих мест, а так же поднять ВВП.

При проектировании завода необходимо правильно выбрать схему внешнего электроснабжения, оснастить его современным электрооборудованием отвечающим всем требованиям ГОСТов.

Особое внимание сейчас уделяется высоковольтной изоляции на основе полимеров. На данный этап времени вопросы диагностики ее решены не полностью. Разработка и внедрение полимерных изоляторов АМКА с системой раннего обнаружения ухудшения изоляции позволит частично решить данный вопрос.

Следовательно, в дипломном проекте будет уделено внимание вопросам современной диагностики и новейшим разработкам в изоляционной технике.

Инновационные решения при строительстве завода позволят осуществить выпуск современных судов с высококачественными и высокотехнологичными системами.

1 Постановка задачи

1.1 Технологический процесс производства судостроительного завода

Сферы деятельности судостроительного завода определены уставом, в соответствии с которым он выполняет строительство и ремонт судов.

Предприятие успешно выполняет все виды работ: многопрофильное предприятие, производственные мощности которого включают корпусообработывающее, сборочно-сварочное, электромонтажное трубное, машиностроительное, металлургическое, малярное производства, испытательный центр материалов и изделий, отдел ядерно-радиационной безопасности, участок гальванических покрытий.



Рисунок 1.1 – Судостроительный завод

Завод имеет в своем составе сооружения:

- стапельный комплекс, состоящий из закрытых отапливаемых эллингов, включающих 9 сухих строительных доков, позволяющих собирать корпуса судов длиной до 200м и шириной до 19м. Доки оснащены крановым оборудованием грузоподъемностью до 100 тс и оборудованы построечными лесами и всеми видами энергообеспечения, включая возможность создания микроклимата;
- основные и вспомогательные цехи, административные здания и складские помещения;
- систему судовозных и трансбордерных путей, позволяющих осуществлять перемещение конструкций массой до 1600 т;
- наливной бассейн со спусковым доком;
- акваторию с причальными сооружениями, набережной и пирсом, оборудованными сетями энергоснабжения, порталными кранами грузоподъемностью 10-32 тс;
- плавучий док грузоподъемностью 10000тонн;
- плавучий кран г/п 100 тс [1].

Завод оказывает услуги судам без вывода их из эксплуатации в период погрузочно-разгрузочных операций в портах или на рейде.

Завод выполняет техническое обслуживание:

- обслуживание с докованием;
- обслуживание без докования;
- обслуживание корпусных конструкций (с проведением замера толщин);
- обслуживание судовых устройств (люковых закрытий в корпусе, рулевого, якорного, швартового, буксирного, грузоподъемного, спасательного устройств, рангоута и такелажа);
- обслуживание судовых систем (балластной, осушительной, отопления, водоснабжения, фановой, сточной, пожаротушения, орошения, измерительной, воздушных труб, вентиляции, кондиционирования воздуха, газоотводной, инертных газов);
- обслуживание силовых дизельных установок;
- обслуживание паровых котлов;
- обслуживание трубопроводов;
- обслуживание судового электрооборудования (электрических машин с системами управления, кабелей силовых осветительных и слаботочных сетей, распределительной арматуры, распределительных устройств, аппаратуры внутренней связи, сигнализации и управления судном, электрических устройств управления и автоматизации судовых технических устройств, аккумуляторных батарей);

При доковании судов выполняются работы по очистке и окраске корпуса с применением современного оборудования и высококачественных лакокрасочных материалов.

Суда, работающие во льдах, могут быть окрашены ледостойкими двухкомпонентными красками, обеспечивающими надёжную защиту корпуса судна при работе в ледовых условиях.

Производится ремонт винторулевого комплекса судна, дейдвудного устройства, донно-заборной арматуры, замена и ремонт системы протекторной защиты корпуса судна от коррозии, ремонт и замена корпусных конструкций.

На период ремонта судна судовладельцам предлагаются услуги по обеспечению судна всеми видами энергии;

Судостроительный завод располагает необходимыми техническими средствами и специалистами, отработанными технологическими процессами, обеспечивающими условия для выпуска продукции в заявленной области.

Основное производство.

Производственные цеха завода оснащены современным технологическим оборудованием, подъёмно-транспортными средствами, позволяющими выполнять в полном объёме все технологические операции судоремонтного производства.

Механический цех.

Цех оснащён современным металлообрабатывающим оборудованием, позволяющих производить обработку деталей машин и механизмов, изготовление запасных частей к ним. В цехе установлены уникальные валовые станки, позволяющие производить обработку деталей диаметром до 2,5 метров и длиной до 20 метров, два мостовых крана грузоподъёмностью 50 тонн каждый обеспечивают подъёмно-транспортные работы с деталями весом до 75 тонн.

Цех оснащён современным оборудованием и материалами производства фирмы «Castolin Eutectic» (Швейцария), что позволяет производить восстановление изношенных деталей с высоким качеством.

На заводе успешно освоено восстановление стальных и алюминиевых головок поршней главных и вспомогательных двигателей внутреннего сгорания, штоков гидроцилиндров привода люковых закрытий судовых трюмов, выхлопных клапанов цилиндрических крышек судовых двигателей.

Газоплазменное напыление применяется также для восстановления изношенных деталей автомобильного транспорта, промышленного оборудования, дорожно-транспортной техники.

Корпусный цех

Цех оснащён современным сварочным и газорезательным оборудованием, мощным гидропрессовым оборудованием (до 500 тонн), оборудованием для холодной резки металла толщиной до 30 мм, холодной и горячей рубки труб, что позволяет выполнить разнообразный комплекс работ по ремонту и изготовлению корпусных конструкций, трубопроводов, котлов теплообменных аппаратов.

В цехе производится защитное гальваническое покрытие труб судовых устройств.

Виды защитных покрытий: цинкование; фосфотирование; кадмирование; хромирование.

Электромонтажный цех

Цех производит ремонт: главных гребных электродвигателей судовых электроходов; главных и вспомогательных генераторов; электродвигателей судовых механизмов; главных распределительных щитов; пускорегулирующей аппаратуры; ремонт и замену электрических кабельных трасс.

Дерево-малярный цех

Цех производит высококачественный ремонт и изготовление судовой мебели, отделку помещений.

Заготовительное производство

Литейный и кузнечный участки: здесь производятся заготовки деталей сложной конфигурации из чугуна, стали и бронзы.

Вспомогательное производство:

- плавучие доки;
- причальное хозяйство.

Пять глубоководных причалов железобетонной конструкции,

оснащённых порталными кранами грузоподъёмностью до 30 тонн и инженерными коммуникациями.

Центральная заводская лаборатория.

ЦЗЛ, включает химико-аналитическую и механико-технологическую лаборатории. ЦЗЛ аккредитована Российским Морским Регистром Судоходства и аттестована в независимом органе по аттестации лабораторий неразрушающего контроля. Лаборатория оснащена оборудованием и приборами для определения химсостава и механических характеристик применяемых металлов, приборами неразрушающего контроля, диагностическими приборами.

Метрологическая служба.

Метрологическая служба, деятельность которой регламентируется «Положением о метрологической службе». Указанное положение согласовано с ФГУ «Центр стандартизации и метрологии». Поверка средств измерений выполняется в соответствии с графиком поверки средств измерений, который ежегодно согласовывается с ФГУ «МЦСМ»

Кислородно-ацетиленовый участок, оборудованный для ремонта баллонов;

- плавучий кран «Черноморец» грузоподъёмностью 100 тонн;
- железнодорожная ветка;
- специализированные складские помещения.
- обеспечение технической документацией

В технической библиотеке предприятия имеется около 22 тысяч наименований государственных и отраслевых стандартов, технических условий и технологических инструкций, разработанных ЦНИИ морского флота, предприятиями, организациями других ведомств и собственными силами. В техническом архиве имеется отчётная конструкторская документация на серийные транспортные и пассажирские суда, дизель-электрические и атомные ледоколы.

1.2 Задание на проектирование электроснабжения завода

1. Схема генерального плана завода.
 2. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода.
 3. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы мощностью 800 МВА. На подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью по 40 МВА, напряжением 115/37/10,5 кВ. Работа трансформаторов параллельная. Мощность к.з. на стороне 115 кВ трансформаторов равна 1000 МВА.
 4. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 6 км.
 5. Завод работает в две смены.
- Электрические нагрузки по заводу приведены в таблице 1.1.
Освещение цехов и территории определить по площади.

Таблица 1.1 - Электрические нагрузки

Наименование	Кол-во ЭП, n	Установленная мощность, кВт	
		Одного ЭП, P _н	Σ P _н
1 Материальный склад	10	7-10	90
2 Склад сухого дерева	5	5-10	40
3 Лесосушилка	22	3-70	300
4 Деревообделочный цех	28	4-25	320
5 Столовая и магазин	25	2-35	320
6 Компрессорная:			
а) 0,4 кВ;	12	1-25	210
б) СД 10кВ	2	1250	2500
7 Склад угля	6	5-20	90
8 Кузнечно-прессовый цех	42	5-200	650
9 Пожарное депо	12	5-15	110
10 Корпусно-котельный цех	95	2-45	2000
11 Ремонтно-механический цех	45	3-25	620
12 Литейный цех:			
а) ДСП 12 т;	2	по каталогу	
б) 0,4 кВ	70	1-75	2500
13 Модельный цех	27	6-15	280
14 Склад моделей	5	7	35
15 Гальванический цех	22	10-21	300
16 Сборочный, малярный	55	2-15	450
17 Склад	6	3-7	30
18 Заводоуправление	15	1-12	80

2 Расчет электрических нагрузок

2.1 Расчет осветительной и электрических нагрузок

Расчет осветительной нагрузки при определении нагрузки предприятия 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:

$$P_{po} = K_{co} \times P_{yo}, \text{ кВт}, \quad (2.1)$$

$$Q_{po} = \text{tg}\varphi_o \times P_{po}, \text{ квар.} \quad (2.2)$$

где K_{co} – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки,

$\text{tg}\varphi_o$ – коэффициент реактивной мощности,

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

$$P_{yo} = \rho_o \times F, \text{ кВт}. \quad (2.3)$$

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

ρ_o – удельная расчетная мощность в кВт/м^2 .

Результаты расчетов осветительной нагрузки сведены в таблицу 2.1.

Расчет электрических нагрузок напряжением до 1 кВ по цехам завода производим при помощи метода упорядоченных диаграмм упрощенным способом. 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 □о, кВт/м ²	Коэффициент спроса, Кс	Установленная мощность освещения, Р _{уо} , кВт	Расчетная мощность осветительной нагрузки		cosφ / tgφ
							Р _{ро} , кВт	Q _{ро} , квар	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Материальный склад	16×10	160	0,01	0,6	1,60	0,96	0,48	0,9/0,5
2	Склад сухого дерева	8×10	80	0,01	0,6	0,80	0,48	0,24	0,9/0,5
3	Лесосушилка	40×10	400	0,017	0,8	6,80	5,44	2,72	0,9/0,5
4	Деревообделочный цех	26×10	260	0,017	0,8	4,42	3,54	1,77	0,9/0,5
5	Столовая и магазин	22×10	220	0,02	0,9	4,40	3,96	1,98	0,9/0,5
6	Компрессорная	14×14	196	0,013	0,7	2,55	1,78	0,89	0,9/0,5
7	Склад угля	20×4	80	0,01	0,6	0,80	0,48	0,24	0,9/0,5
8	Кузнечно-прессовый цех	36×22	792	0,016	0,8	12,67	10,14	5,07	0,9/0,5
9	Пожарное депо	36×4	144	0,013	0,7	1,87	1,31	0,66	0,9/0,5
10	Корпусно-котельный цех	100×14	1400	0,013	0,7	18,20	12,74	6,37	0,9/0,5
11	Ремонтно-механический цех	20×30	600	0,018	0,8	10,80	8,64	4,32	0,9/0,5
12	Литейный цех	72×26	1872	0,018	0,8	33,70	26,96	13,48	0,9/0,5
13	Модельный цех	36×12	432	0,017	0,8	7,34	5,88	2,94	0,9/0,5
14	Склад моделей	14×6	84	0,01	0,6	0,84	0,50	0,25	0,9/0,5
15	Гальванический цех	12×26	312	0,018	0,8	5,62	4,49	2,25	0,9/0,5
16	Сборочный, малярный	16×28	448	0,016	0,8	7,17	5,73	2,87	0,9/0,5
17	Склад	8×22	176	0,01	0,6	1,76	1,06	0,53	0,9/0,5
18	Заводоуправление	26×6	156	0,02	0,9	3,12	2,81	1,40	0,9/0,5
	Территория	260×200	44188	0,002	1	88,38	88,38	44,19	0,9/0,5

Таблица 2.2 - Расчет силовых нагрузок по цехам судоремонтного завода, U = 0,4кВ

№ цехов	Наименование цехов	Кол-во ЭП, n	Установленная мощность, кВт		m	Ки	cosφ / □tgφ	Средние нагрузки		n _э	Км	Расчетные нагрузки			I _p , А
			P _{н min} [÷] P _{н max}	ΣP _н				P _{см} , кВт	Q _{см} , квар			P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Материальный склад а) силовая	10	7-10	90	>3	0,3	0,8/0,75	27	20,3	10	1,6	43,2	22,3		
	б) осветительная											0,96	0,48		
	Итого											44,2	22,8	49,7	75,6
2	Склад сухого дерева а) силовая	5	5-10	40	>3	0,3	0,8/0,75	12	9,0	5	2	24,0	9,9		
	б) осветительная											0,48	0,24		
	Итого											24,5	10,1	26,5	40,3
3	Лесосушилка а) силовая	22	3-70	300	>3	0,4	0,75/0,88	120	105,8	9	1,47	176,4	116,4		
	б) осветительная											5,44	2,72		
	Итого											181,8	119,1	217,4	330,7
4	Деревообделочный цех а) силовая	28	4-25	320	>3	0,3	0,8/0,75	96	72,0	26	1,28	122,9	72,0		
	б) осветительная											3,54	1,77		
	Итого											126,4	73,8	146,4	222,6
5	Столовая и магазин а) силовая	25	2-35	320	>3	0,5	0,9/0,48	160	77,5	18	1,21	193,6	77,5		
	б) осветительная											3,96	1,98		
	Итого											197,6	79,5	212,9	323,9
6	Компрессорная а) силовая	12	1-25	210	>3	0,65	0,8/0,75	137	102,4	12	1,23	167,9	102,4		
	б) осветительная											1,78	0,89		
	Итого											169,7	103,3	198,6	302,1
	Склад угля: а) силовая	6	5-20	90	>3	0,3	0,8/0,75	27	20,3	6	1,88	50,8	22,3		
	б) осветительная											0,48	0,24		
	итого											51,2	22,5	56,0	85,1

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
8	Кузнечно-прессовый цех														
	а) силовая	42	5-200	650	>3	0,5	0,88	325	286,6	7	1,45	471,3	315,3		
	б) осветительная											10,14	5,07		
	итого											481,4	320,4	578,2	879,6
9	Пожарное депо														
	а) силовая	12	5-15	110	>3	0,3	0,6/1,33	33	44,0	12	1,52	50,2	44,0		
	б) осветительная											1,31	0,66		
	итого											51,5	44,7	68,1	103,7
10	Корпусно-котельный цех														
	а) силовая	95	2-45	2000	>3	0,5	0,7/1,02	1000	1020,2	89	1,09	1090,0	1020,2		
	б) осветительная											12,74	6,37		
	итого											1102,7	1026,6	1506,6	2291,8
11	Ремонтно-механический цех														
	а) силовая	45	3-25	620	>3	0,3	0,7/1,02	186	189,8	45	1,17	217,6	189,8		
	б) осветительная											8,64	4,32		
	итого											226,3	194,1	298,1	453,4
12	Литейный цех														
	а) силовая	70	1-75	2500	>3	0,6	0,8/0,75	1500	1125,0	67	1,09	1635,0	1125,0		
	б) осветительная											26,96	13,48		
	итого											1662,0	1138,5	2014,5	3064,4
13	Модельный цех а) силовая	27	6-15	280	>3	0,2	0,6/1,33	56	74,7	27	1,4	78,4	74,7		
	б) осветительная											5,88	2,94		
	итого											84,3	77,6	114,6	174,3
14	Склад моделей														
	а) силовая	5	7	35	>3	0,3	0,8/0,75	10,5	7,9	5	2	21,0	8,7		
	б) осветительная											0,50	0,25		
	итого											21,5	8,9	23,3	35,4
15	Гальванический цех														
	а) силовая	22	10-21	300	>3	0,6	0,75/0,88	180	158,7	22	1,15	207,0	158,7		
	б) осветительная											4,49	2,25		
	итого											211,5	161,0	265,8	404,3

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
16	Сборочный, малярный														
	а) силовая	55	2-15	450	>3	0,3	0,8/0,75	135	101,3	55	1,16	156,6	101,3		
	б) осветительная											5,73	2,87		
	итого											162,3	104,1	192,9	293,4
17	Склад														
	а) силовая	6	3-7	30	>3	0,3	0,8/0,75	9	6,8	6	1,88	16,9	7,4		
	б) осветительная											1,06	0,53		
	итого											18,0	8,0	19,7	29,9
18	Заводуправление														
	а) силовая	15	1-12	80	>3	0,5	0,8/0,75	40	30,0	13	1,28	51,2	30,0		
	б) осветительная											2,81	1,40		
	итого											54,0	31,4	62,5	95,0
	Освещение территории											88,38	44,19	98,8	
	Итого на шинах 0,4 кВ											4959,2	3590,4	6122,4	9313,1

2.2 Компенсация реактивной мощности и выбор числа цеховых трансформаторов на напряжение 0,4 кВ

Судостроительный завод относится ко 2 категории потребителей, завод работает в две смены, следовательно, коэффициент загрузки трансформаторов $K_{зтр}=0,8$. При плотности нагрузки напряжением 380В до 0,2-0,3 кВА/м² принимаем трансформатор мощностью $S_{нт}=1000$ кВА.

Расчет проводим 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 [2].

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

$$N_{т\ min} = \frac{P_{р\ 0,4}}{K_3 \times S_{нт}} + \Delta N = \frac{4959,2}{0,8 \times 1000} + 0,801 = 7.$$

где $P_{р\ 0,4}$ – 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: $N_{т.э} = N_{\min} + m$,

где m – дополнительное число трансформаторов.

$N_{т.э}$ - определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности с учетом постоянных составляющих капитальных затрат $Z^*_{п/ст}$.

$Z^*_{п/ст} = 0,5$; $k_3 = 0,8$; $N_{\min} = 7$; $\Delta N = 0,801$.

Тогда из справочника по кривым определяем m , для нашего случая $m = 0$, значит $N_{т.э} = 7 + 0 = 7$ трансформаторов.

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

$$Q_1 = \sqrt{(N_{тэ} \times S_{нт} \times K_3^2) - P_{р\ 0,4}^2} = \sqrt{(7 \times 1000 \times 0,8)^2 - 4959,2^2} = 2601,3 \text{ квар.}$$

Из условия баланса реактивной мощности на шинах 0,4 кВ определим величину $Q_{нбк1}$:

$$Q_{\text{нбк } 1} + Q_1 = Q_{p, 0,4}, \text{ отсюда,}$$

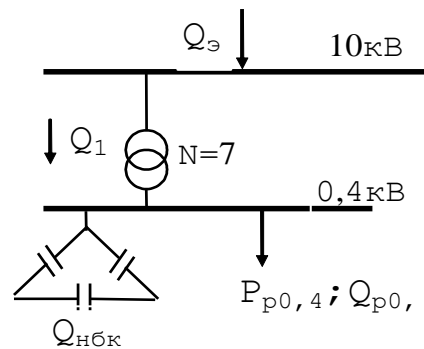


Рисунок 2.1. – Схема замещения

$$Q_{\text{нбк } 1} = Q_{p, 0,4} - Q_1 = 3590,4 - 2601,3 = 989,1 \text{ квар.}$$

Дополнительная мощность $Q_{\text{нбк}2}$ НБК для данной группы трансформаторов определяется по формуле:

$$Q_{\text{нбк } 2} = Q_{p, 0,4} - Q_{\text{нбк } 1} - \gamma \times N_{T \text{ э}} \times S_{\text{нт}} = 3590,4 - 989,1 - 0,42 \times 7 \times 1000 = -338,7.$$

где $\gamma = 0,42$ – расчетный коэффициент; $\gamma = f(K1, K2, \text{ сх. питания ТП})$.

$K1=16$; $K2=2$ - для трансформаторов мощностью $S_{\text{нт}}=1000$ кВА согласно /таблице 2.1., 2.2., 13/.

Так как $Q_{\text{нбк}2} < 0$, то принимаю $Q_{\text{нбк}2} = 0$, отсюда следует, что

$$Q_{\text{нбк}} = Q_{\text{нбк } 1} + Q_{\text{нбк } 2} = 989,1 + 0 = 989,1 \text{ квар.}$$

Определим мощность одной батареи конденсаторов, приходящуюся на каждый трансформатор:

$$Q_{\text{нбк ТП}} = \frac{Q_{\text{нбк}}}{N_{T \text{ з}}} = \frac{989,1}{7} = 141,2 \approx 150 \text{ квар,}$$

НБК: УК-0,38-150НУЗ.

На основании расчетов, полученных в данном пункте составляется таблица 2.3.

Распределение $Q_{\text{нбк}}=989,1$ квар пропорционально реактивным нагрузкам ТП

Таблица 2.3- Распределение низковольтной нагрузки по цеховым ТП

№ №ТП, S _{н тп} , Q _{нбк тп}	№ № цеха	P _{р0,4} , кВт	Q _{р0,4} , квар	S _{р0,4} , кВА	Кз'
1	2	3	4	5	6
ТП 1 (2×1000) ТП 2 (1×1000) ΣS _н =3000кВА	1	44,2	22,8		
	2	24,5	10,1		
	3	181,84	119,13		
	4	126,42	73,77		
	5	197,6	79,5		
	6	169,7	103,3		
	9	51,47	44,66		
	10	1102,74	1026,57		
	18	54,01	31,40		
	осв.тер.	88,38	44,19		
Q _{нбк} =3×150=450 квар			-450,0		
Итого		1972,1	1072,5	2244,84	0,75
ТП 3 (2×1000) ТП 4 (2×1000) ΣS _н =4000 кВА	7	51,24	22,52		
	8	481,39	320,35		
	11	226,26	194,08		
	12	1661,96	1138,48		
	13	84,28	77,60		
	14	21,50	8,91		
	15	211,49	160,99		
	16	162,33	104,12		
17	17,98	7,95			
Q _{нбк} =4×150=600 квар			-600		
Итого		2918,4	1435,0	3252,15	0,81

Исходные данные: Q_{р0,4}=3590,4 квар; Q_{нбк}=989,1 квар.

$$\underline{\text{ТП1, ТП2:}} Q_{р \text{ ТП } 1,2}=1555,4 \text{ квар, } Q_{р \text{ нбк ТП } 1,2}= X,$$

$$\text{тогда } Q_{р \text{ нбк ТП } 1,2} = \frac{Q_{нбк} \times Q_{р \text{ ТП } 1,2}}{Q_{р0,4}} = \frac{989,1 \times 1555,4}{3590,4} = 428,5 \text{ квар.}$$

фактическая реактивная мощность: Q_{ф ТП1,2}=3×150= 450 квар,
нескомпенсированная мощность равна:

$$Q_{неск} = Q_{р \text{ ТП } 1,2} - Q_{ф \text{ ТП } 1,2} = 1555,4 - 450 = 1105,4 \text{ квар.}$$

$$\underline{\text{ТП3, ТП4:}} Q_{р \text{ ТП } 3,4}=2035 \text{ квар, } Q_{р \text{ нбк ТП } 3,4}= X,$$

тогда

$$Q_{P_{\text{нбк ТП 3,4}}} = \frac{Q_{\text{нбк}} \times Q_{P_{\text{ТП 3,4}}}}{Q_{P_{0,4}}} = \frac{989,1 \times 2035}{3590,4} = 560,6 \text{ квар.}$$

фактическая реактивная мощность: $Q_{\text{ф ТП 3,4}} = 4 \times 150 = 600$ квар,
нескомпенсированная мощность равна:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{P_{\text{ТП 3,4}}} - Q_{\text{ф ТП 3,4}} = 2035 - 600 = 1435 \text{ квар.}$$

Расчетные данные по распределению Q НБК по ТП сведем в таблицу 2.4

Таблица 2.4 - Расчетные данные по распределению Q НБК

№ № ТП	$Q_{P_{\text{ТП}}}$, квар	$Q_{P_{\text{нбк ТП}}}$, квар	$Q_{\text{ф. ТП}}$, квар	$Q_{\text{неск.}}$, квар
1	2	3	4	5
ТП 1, ТП 2	1555,4	428,5	450	1105,4
ТП 3 ТП 4	2035,0	560,6	600	1435,0
Итого	3590,4	989,1	1050	2540,4

2.3 Уточненный расчет электрических нагрузок по судоремонтному заводу

Определение потерь мощности в ЦТП

Выбираем трансформаторы ТМЗ-1000-6/0,4

Паспортные данные:

$S_{\text{H}} = 1000$ кВА; $I_{\text{X}} = 1,4\%$; $U_{\text{K}} = 5,5\%$; $\Delta P_{\text{XX}} = 2,45$ кВт; $\Delta P_{\text{K3}} = 12,2$ кВт,

ТП1, ТП2: $K_3 = 0,75$; $N = 3$,

$$\Delta P_{\text{T}} = \Delta P_{\text{X}} + \Delta P_{\text{K3}} \times K_3^2 = 2,45 + 12,2 \times 0,75^2 = 9,28 \text{ кВт; } \Sigma \Delta P_{\text{T}} = 3 \times 9,28 = 27,84 \text{ кВт,}$$

$$\Delta Q_{\text{T}} = \frac{I_{\text{XX}} \times S_{\text{H}}}{100} + \frac{U_{\text{K3}} \times S_{\text{H}} \times K_3^2}{100} = \frac{1,4}{100} \times 1000 + \frac{5,5}{100} \times 1000 \times 0,75^2 = 44,8 \text{ квар,}$$

$$\Sigma \Delta Q_{\text{T}} = 3 \times 44,8 = 134,39 \text{ квар,}$$

ТП3, ТП4: $K_3 = 0,81$; $N = 4$,

$$\Delta P_{\text{T}} = \Delta P_{\text{X}} + \Delta P_{\text{K3}} \times K_3^2 = 2,45 + 12,2 \times 0,81^2 = 10,51 \text{ кВт; } \Sigma \Delta P_{\text{T}} = 4 \times 10,51 = 42,06 \text{ кВт,}$$

$$\Delta Q_{\tau} = \frac{I_{xx} \times S_{H}}{100} + \frac{U_{k3} \times S_{H} \times K_3^2}{100} = \frac{1,4}{100} \times 1000 + \frac{5,5}{100} \times 1000 \times 0,81^2 = 50,36 \text{ квар},$$

$$\Sigma \Delta Q_{\tau} = 4 \times 50,36 = 201,43 \text{ квар}.$$

Суммарные потери во всех трансформаторах:

$$\Sigma \Delta P_{\tau} = 27,84 + 42,06 = 69,9 \text{ кВт}$$

$$\Sigma \Delta Q_{\tau} = 134,39 + 201,43 = 335,81 \text{ квар}$$

Определение расчетной мощности синхронных двигателей.

Исходные данные: $P_{HCD} = 1250 \text{ кВт}$; $\cos \varphi = 0,9$; $N_{CD} = 2$; $k_3 = \beta = 0,85$.

Определим расчетные активные и реактивные мощности для СД:

$$P_{pCD} = P_{HCD} \times N_{CD} \times k_3 = 1250 \times 2 \times 0,85 = 2125 \text{ кВт},$$

$$Q_{pCD} = P_{HCD} \times \operatorname{tg} \varphi \times N_{CD} \times k_3 = 1250 \times 2 \times 0,48 \times 0,85 = 1029,2 \text{ квар}.$$

Определение расчетной мощности ДСП.

Исходные данные: Тип ДСП-12;

Трансформатор: ЭТЦПК-6300/10-74У3, схема соединения Д (У) / Д-0 (1)

Паспортные данные:

$$S_{HДСП} = 5000 \text{ кВА}; k_3 = 0,6; U_H = 10 \text{ кВ}; \cos \varphi = 0,82.$$

Определим расчетные активные и реактивные мощности для ДСП:

$$P_{pДСП} = N \times S_H \times \cos \varphi \times k_3 = 2 \times 5000 \times 0,82 \times 0,6 = 4920 \text{ кВт},$$

$$Q_{pДСП} = P_{pДСП} \times \operatorname{tg} \varphi = 4920 \times 0,67 = 3434,2 \text{ квар}.$$

Определим потери в печных трансформаторах по упрощенной формуле:

$$\Delta P_{\text{тр ДСП}} = 2\% \times S_H = 0,02 \times 5000 \times 2 = 200 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр ДСП}} = 10\% \times S_H = 0,1 \times 5000 \times 2 = 1000 \text{ квар}.$$

Расчет компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ ГПП.

Составим схему замещения, показанную на рисунке 2.2.

Методика расчета компенсации на шинах ГПП:

1) Составляется уравнение баланса реактивной мощности на шинах 6 кВ относительно $Q_{\text{ВБК}}$

$$Q_{\text{ВБК}} = Q_{p0,4} + \Sigma \Delta Q_{\text{тр}} + Q_{pДСП} + \Delta Q_{\text{тр ДСП}} + Q_{\text{рез}} - Q_{\text{э}} - Q_{\text{НБК}} - \Sigma Q_{\text{сд}},$$

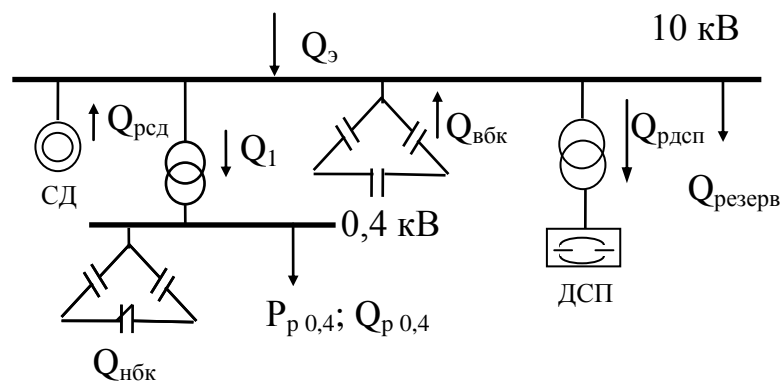


Рисунок 2.2 – Схема замещения

$$Q_э = 0,25 \times \Sigma P_p = 0,25 \times (P_{p0,4} + \Delta P_T + P_{рсд}) = 0,23 \times (4959,2 + 69,9 + 2125) = 3068,5 \text{ квар,}$$

$$Q_{рез} = 0,1 \Sigma Q_p = 0,1 \times (Q_{p0,4} + \Delta Q_T + Q_{дсп} + \Delta Q_{тдсп}) = \\ = 0,1 \times (3590,4 + 335,81 + 3434,2 + 1000) = 836 \text{ квар,}$$

$$Q_{вбк} = 3590,4 + 335,81 + 3434,2 + 1000 + 836 - 3068,5 - 1050 - 1029,2 = 4048,7 \text{ квар.}$$

Полученную реактивную мощность используем для индивидуальной компенсации ДСП и для компенсации на шинах ГПП.

Для этого выбираем конденсаторные батареи для компенсации реактивной мощности ДСП-12 типа УК-10-1500ЛУЗ,

Где $Q_n = 1500$ квар, $n = 2$, $\Sigma Q_n = 3000$ квар.

Для компенсации на шинах ГПП выбираем конденсаторные батареи типа УК-10-450ЛУЗ,

Где $Q_n = 450$ квар, $n = 2$, $\Sigma Q_n = 900$ квар.

Расчет силовой нагрузки по заводу в целом приведен в таблице 2.5.

Таблица 2.5- Расчет уточненной мощности по судоремонтному заводу.

№№ТП, S _{HT} , Q _{БК} ТП	№№ цеха	n	P _{n min} – P _{n max}	ΣP _H	K _и	Средняя мощность		n _э	K _M	Расчетные мощности			K _з
						P _{см} , кВт	Q _{см} , квар			P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ТП1, ТП2 (3×1000 кВА)	1	10	7-10	90		27	20						
	2	5	5-10	40		12	9						
	3	22	3-70	300		120	106						
	4	28	4-25	320		96	72						
	5	25	2-35	320		160	77						
	6	12	1-25	210		137	102						
	9	12	5-15	110		33	44						
	10	95	2-45	2000		1000	1020						
	18	15	1-12	80		40	30						
Силовая: Освещение: Освещение территории Q _{нБК} Итого		224	70	3470	0,47	1625	1481	99	1,11	1803,195 33,02 88,38	1481,2 16,51 44,19 -450		
ТП3, ТП4 (4×1000 кВА)	7	6	5-20	90		27	20						
	8	42	5-200	650		325	287						
	11	45	3-25	620		186	190						
	12	70	1-75	2500		1500	1125						
	13	27	6-15	280		56	75						
	14	5	7	35		11	8						
	15	22	10-21	300		180	159						
	16	55	2-15	450		135	101						
17	6	3-7	30		9	7							
Силовая: Освещение:		278	200	4955	0,49	2429	1971	50	1,12	2719,92 63,88	1970,92 31,94		

Продолжение таблицы 2.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q _{нБК}											-600		
ого										2783,8	1402,9	3117,3	0,78
Итого на шинах 0,4 кВ										4708,4	2494,7		
ΣΔP _т , ΣΔQ _т Нагрузка 0,4 кВ, приведенная к шинам 6 кВ.										69,9	335,8		
Компрессорная	6	2	1250	2500						2125,0	-1029,2		
Литейный цех	12	2	5000	10000						4920,0	3434,2		
ΣΔP _{т дсп} , ΣΔQ _{т дсп}										200,0	1000,0		
ВБК											-3900,0		
Всего по заводу										12023,3	2335,5	12248,0	

3 Выбор схемы внешнего электроснабжения

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы мощностью 800 МВА. На подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью по 40 МВА, напряжением 115/37/10,5 кВ. Работа трансформаторов параллельная. Мощность к.з. на стороне 115 кВ трансформаторов равна 1000 МВА. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 6 км.

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

1. I вариант – ЛЭП 115 кВ;
2. II вариант – ЛЭП 37 кВ;
3. III вариант – ЛЭП 10,5 кВ.

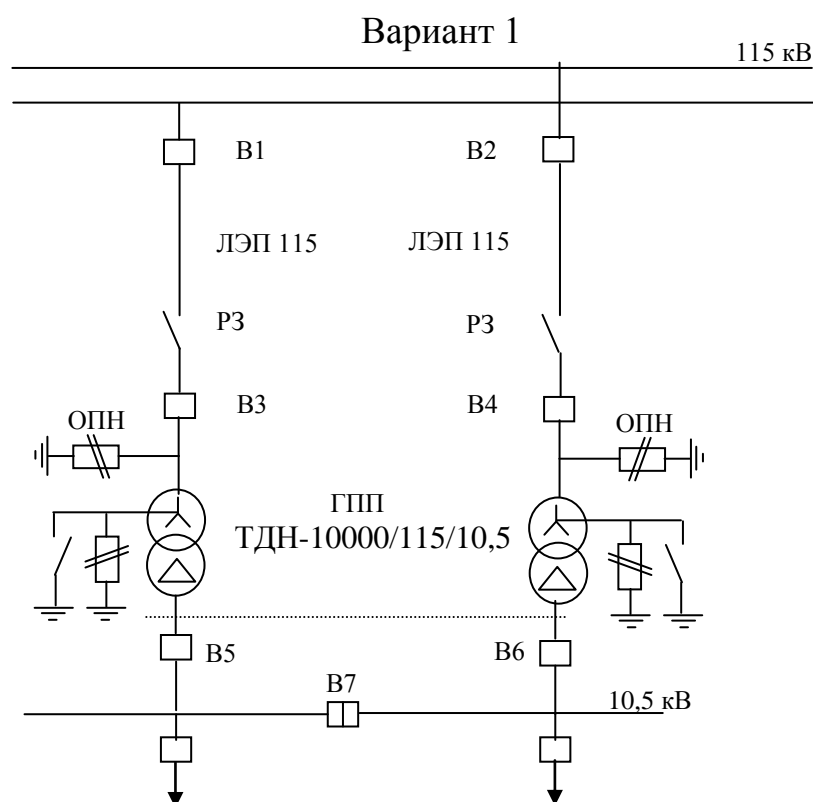


Рисунок 3.1 - Первый вариант схемы электроснабжения.

Выбираем электрооборудование по I варианту.

Выбираем трансформаторы ГПП:

$$S_{\text{гпп}} = \sqrt{P_{\text{п}}^2 + Q_{\text{э}}^2} = \sqrt{12023,3^2 + 3068,5^2} = 12408,6 \text{ кВА.}$$

Рассмотрим 2 трансформатора мощностью 10000 кВА:

$$K_3 = \frac{12408,6}{2 \times 10000} = 0,7.$$

Принимаем 2 трансформатора 2×10000 кВА, K₃=0,7, типа ТДН-10000-110/10

Паспортные данные: S_н = 10 МВА; U_{ВН} = 110 кВ; U_{НН} = 10 кВ; P_{хх} = 18 кВт; P_{кз} = 60 кВт; U_{кз} = 10,5%; I_{хх} = 0,9%.

Определим потери мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta P_{тр \text{ гпп}} = 2 \times (\Delta P_{хх} + \Delta P_{кз} \times K_3^2) = 2 \times (18 + 60 \times 0,7^2) = 94,8 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тгпп}} = 2 \times \left(\frac{I_x \times S_n}{100} + \frac{U_k \times S_n \times K_3^2}{100} \right) = 2 \times \left(\frac{0,9 \times 10000}{100} + \frac{10,5 \times 10000 \times 0,7^2}{100} \right) = 1209 \text{ квар}.$$

Определим потери электрической энергии в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{\text{тгпп}} = 2 \times (\Delta P_{хх} \times T_{\text{вкл}} + \tau \times \Delta P_{кз} \times K_3^2).$$

где T_{вкл} – число часов включения, для двухсменной работы T_{вкл} = 4000 ч;
τ – число часов использования максимума потерь и зависит от числа часов использования максимума нагрузки.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right) \times 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10000} \right)^2 \times 8760 = 2405 \text{ ч}.$$

где T_M = 4000 ч. – число часов использования максимума.

$$\Delta W_{\text{тгпп}} = 2 \times (18 \times 4000 + 60 \times 2405 \times 0,7^2) = 285414 \text{ кВт} \times \text{ч}.$$

Выбираем сечение проводов ЛЭП 110 кВ:

Определим мощность, проходящую по ЛЭП:

$$S_{\text{лэп}} = \sqrt{(P_p + \Delta P_{\text{тгпп}})^2 + Q_9^2} = \sqrt{(12023,3 + 94,8)^2 + 3068,5^2} = 12500,5 \text{ кВА},$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{лэп}}}{\sqrt{3} \times U} = \frac{12500,5}{\sqrt{3} \times 115} = 62,8 \text{ А},$$

$$I_p = \frac{I_{\text{ав}}}{2} = \frac{62,8}{2} = 31,4 \text{ А}.$$

а) определим сечение по экономической плотности тока ($j_э$):

$$F_э = \frac{I_p}{j_э} = \frac{31,4}{1,1} = 28 \text{ мм}^2. \quad j_э = 1,1 \text{ А/мм}^2 - \text{плотность тока для воздушных}$$

линий;

принимая стандартное ближайшее сечение $F_э = 35 \text{ мм}^2$, $I_{доп} = 110 \text{ А}$

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: $I_{доп. пров.} > I_p$, ($265 \text{ А} > 31,4 \text{ А}$)

г) по аварийному режиму: $1,3 \times I_{доп. пров.} > I_{ав.}$, ($1,3 \times 265 > 62,8 \text{ А}$)

Окончательно принимаем провод марки АС-70, $I_{доп} = 265 \text{ А}$

Определим потери электрической энергии в ЛЭП 110 кВ:

$$\Delta W_{лэп 110} = N \times 3 \times I_p^2 \times R \times 10^{-3} \times \tau = 2 \times 3 \times 31,4^2 \times 2,76 \times 10^{-3} \times 2405 = 39267 \text{ кВт ч.}$$

где $R = r_0 \times L = 0,46 \times 6 = 2,76 \text{ Ом}$;

$r_0 = 0,46 \text{ Ом/км}$ - удельное активное сопротивление АС-70

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

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

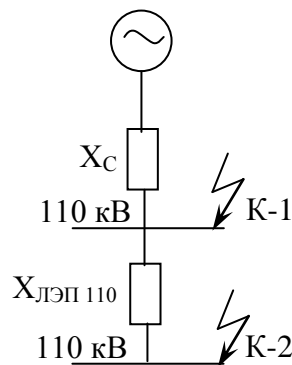


Рисунок 3.2- Схема замещения

$$S_б = 1000 \text{ МВА}; S_{кз} = 1000 \text{ МВА}; U_б = 115 \text{ кВ},$$

$$x_c = S_б / S_{кз} = 1000 / 1000 = 1 \text{ о.е.},$$

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \times U_н} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 115} = 5,02 \text{ кА},$$

$$x_{\text{лэп}} = \frac{x_0 \times L \times S_6}{U_{\text{ср}}^2} = \frac{0,34 \times 6 \times 1000}{115^2} = 0,15 \text{ о.е.},$$

$$I_{\text{к-1}} = \frac{I_6}{x_c} = \frac{5,02}{1} = 5 \text{ кА},$$

$$I_{\text{к-2}} = \frac{I_6}{x_c + x_{\text{лэп}}} = \frac{5,02}{1 + 0,15} = 4,3 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд1}} = K_{\text{уд}} \times \sqrt{2} \times I_{\text{к-1}} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 5 = 12,6 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд2}} = K_{\text{уд}} \times \sqrt{2} \times I_{\text{к-2}} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 4,3 = 10,9 \text{ кА}.$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{\text{к-1}} = \sqrt{3} \times U_{\text{н}} \times I_{\text{к-1}} = \sqrt{3} \times 115 \times 5 = 994 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{к-2}} = \sqrt{3} \times U_{\text{н}} \times I_{\text{к-2}} = \sqrt{3} \times 115 \times 4,3 = 855 \text{ МВА}.$$

После расчета токов КЗ произведем выбор:

- выключатели В1, В2 МКП-110-630-20У1:

-

$$I_{\text{н}} = 630 \text{ А} \geq I_{\text{ав}} = 62,8 \text{ А}; I_{\text{отк}} = 20 \text{ кА} \geq I_{\text{кз}} = 5 \text{ кА}; I_{\text{пред.ком.}} = 52 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 12,6 \text{ кА}.$$

- разъединители РНД32-СК-110/1000У1:

-

$$I_{\text{н}} = 1000 \text{ А} \geq I_{\text{ав}} = 62,8 \text{ А}; I_{\text{скв ампл}} = 80 \text{ кА} \geq 4,3 \text{ кА}; I_{\text{пред терм стойк}} = 31,5 \text{ кА} \geq 10,9 \text{ кА}.$$

- выключатели В3, В4 МКП-110-630-20У1:

-

$$I_{\text{н}} = 630 \text{ А} \geq I_{\text{ав}} = 62,8 \text{ А}; I_{\text{отк}} = 20 \text{ кА} \geq I_{\text{кз}} = 4,3 \text{ кА}; I_{\text{пред.ком.}} = 52 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 10,9 \text{ кА}.$$

- ограничители перенапряжения: ОПНп-110/420/56-10 УХЛ1, $U_{\text{н}} = 110$

кВ.

Определим капитальные затраты на выбранное оборудование:

1) Затраты на трансформаторы ГПП: $K_{\text{тр.гпп}} = 2 \times 43,6 = 87,2$ тыс. у.е.

1) Затраты на ЛЭП-110 кВ: $K_{\text{лэп-110}} = 1 \times K_{\text{лэп}} = 6 \times 13,5 = 81$ тыс. у.е.

2) Затраты на выключатели В1-В4: $K_{\text{в1-в4}} = 4 \times 16,24 = 64,96$ тыс. у.е.

3) Затраты на ввод: $K_{\text{ввод}} = 2 \times 6,21 = 12,42$ тыс. у.е.

Суммарные затраты:

$$\Sigma K_I = K_{В1-В4} + K_{ЛЭП-110} + K_{Ввод} + K_{тр.гпп} = 87,2 + 81 + 64,96 + 12,42 = 245,58 \text{ тыс. у.е.}$$

Суммарные издержки рассчитываются по формуле: $\Sigma I_I = I_a + I_{пот} + I_{э}$, у.е.

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

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

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

Амортизационные отчисления на оборудование:

$$I_{a.обор.} = E_{a.обор.} \times \Sigma K_{обор.} = E_{a.обор.} \times (K_{тр} + K_{в} + K_{ввод}) = 0,063 \times 164,58 = 10,36 \text{ тыс. у.е.}$$

Амортизационные отчисления на ЛЭП:

$$I_{a.лэп} = E_{a.лэп} \times K_{лэп} = 0,028 \times 81 = 2,26 \text{ тыс. у.е.}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$I_{экспл.обор.} = E_{экспл.обор.} \times \Sigma K_{обор.} = 0,03 \times 164,58 = 4,93 \text{ тыс. у.е.}$$

Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$I_{экспл.лэп} = E_{экспл.лэп} \cdot K_{лэп} = 0,028 \times 81 = 2,26 \text{ тыс. у.е.}$$

Стоимость потерь электроэнергии $C_o = 0,04$ у.е./кВт·ч

Определим издержки на потери электроэнергии:

$$I_{пот} = C_o (\Delta W_{тр.гпп} + \Delta W_{ЛЭП-110}) = 0,04 (285414 + 39267) = 12,98 \text{ тыс. у.е.}$$

Определим суммарные издержки:

$$\Sigma I_I = 10,36 + 2,26 + 4,93 + 2,26 + 12,98 = 32,79 \text{ тыс. у.е.}$$

Приведенные затраты, являющиеся мерой стоимости, определяются по выражению: $Z_I = E \cdot K_I + I_I$,

где $E = 0,12$ - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений

$$Z_I = 0,12 \times 245,58 + 32,79 = 62,25 \text{ тыс. у.е.}$$

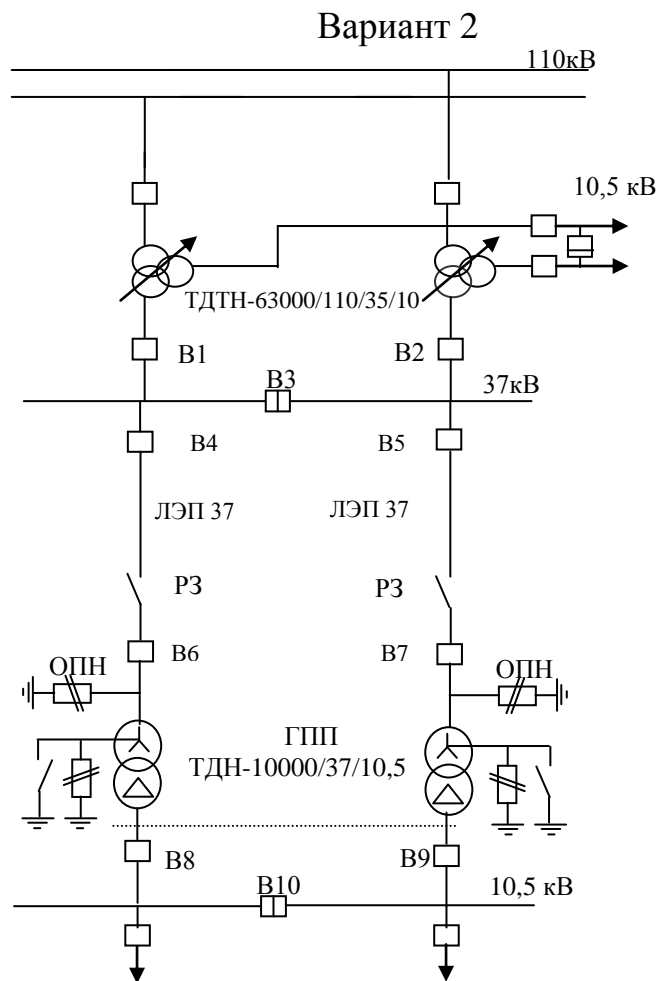


Рисунок 3.3- Второй вариант схемы электроснабжения.

Выбираем электрооборудование по II варианту.

Выбираем трансформаторы ГПП:

Принимаем 2 трансформатора 2×10000 кВА, $K_3=0,7$, типа ТДН-10000-35/10

Паспортные данные: $S_H = 10$ МВА; $U_{BH} = 35$ кВ; $U_{HH} = 10$ кВ; $P_{XX} = 14,5$ кВт; $P_{K3} = 65$ кВт; $U_{K3} = 7,5\%$; $I_{XX} = 0,8\%$.

Определим потери мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta P_{\text{тр гпп}} = 2 \times (\Delta P_{XX} + \Delta P_{K3} \times K_3^2) = 2 \times (14,5 + 65 \times 0,7^2) = 92,7 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{т гпп}} = 2 \times \left(\frac{I_{XX} \times S_H}{100} + \frac{U_K \times S_H \times K_3^2}{100} \right) = 2 \times \left(\frac{0,8 \times 10000}{100} + \frac{7,5 \times 10000 \times 0,7^2}{100} \right) = 895 \text{ квар}.$$

Определим потери электрической энергии в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{\text{т гпп}} = 2 \times (\Delta P_{XX} \times T_{\text{вкл}} + \tau \times \Delta P_{K3} \times K_3^2),$$

$$\Delta W_{\text{т.гпп}} = 2 \times (14,5 \times 4000 + 65 \times 2405 \times 0,7^2) = 269198 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Выбираем сечение проводов ЛЭП 35 кВ:

Определим мощность, проходящую по ЛЭП:

$$S_{\text{лэп}} = \sqrt{(P_{\text{р}} + \Delta P_{\text{т.гпп}})^2 + Q_{\text{э}}^2} = \sqrt{(12023,3 + 92,7)^2 + 3068,5^2} = 12498,5 \text{ кВА},$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{лэп}}}{\sqrt{3} \times U} = \frac{12498,5}{\sqrt{3} \times 37} = 195,2 \text{ А}; \quad I_{\text{р}} = \frac{I_{\text{ав}}}{2} = \frac{195,2}{2} = 97,6 \text{ А.}$$

а) определим сечение по экономической плотности тока ($j_{\text{э}}$):

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

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{97,6}{1,1} = 88 \text{ мм}^2.$$

принимая стандартное ближайшее сечение $F_{\text{э}} = 95 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$

б) на нагрев рабочим током: $I_{\text{доп.пров.}} > I_{\text{р}}$, ($330 \text{ А} > 97,6 \text{ А}$)

в) по аварийному режиму: $1,3 \times I_{\text{доп.пров.}} > I_{\text{ав.}}$, ($1,3 \times 330 > 195,2 \text{ А}$)

Окончательно принимаем провод марки АС-95, $I_{\text{доп}} = 380 \text{ А}$

Определим потери электрической энергии в ЛЭП 35 кВ:

$$\Delta W_{\text{лэп 35}} = N \times 3 \times I_{\text{р}}^2 \times R \times 10^{-3} \times \tau = 2 \times 3 \times 97,6^2 \times 2,1 \times 10^{-3} \times 2405 = 288659 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

где $R = r_0 \times L = 0,35 \times 6 = 2,1 \text{ Ом}$;

$r_0 = 0,35 \text{ Ом/км}$ - удельное активное сопротивление АС-95

Выберем трансформаторы энергосистемы:

Выбираем два трансформатора типа ТДТН-40000/110/37/10,5

Паспортные данные трансформаторов:

$$S_{\text{н}} = 40000 \text{ кВА}; U_{\text{вн}} = 115 \text{ кВ}; U_{\text{сн}} = 38,5 \text{ кВ}; U_{\text{нн}} = 10,5 \text{ кВ}; \Delta P_{\text{хх}} = 43 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{\text{кз}} = 200 \text{ кВт}; U_{\text{кв-н}} = 17,5\%; U_{\text{кс-н}} = 6,5\%; U_{\text{кв-с}} = 10,5\%; I_{\text{хх}} = 0,6\%.$$

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

$$\gamma_1 = \frac{S_{\text{лэп 35}}}{2 * S_{\text{номтр}}} = \frac{12498,5}{2 \times 40000} = 0,2.$$

Найдем потери электроэнергии в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{\text{тр.гпп}} = 2(43 \times 4000 + 200 \times 2405 \times 0,2^2) = 382480 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Долевым участием в потерях ΔP и ΔQ в трансформаторах энергосистемы пренебрегаем

Выбор оборудования на $U=35$ кВ.

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

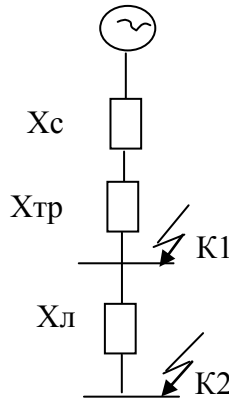


Рисунок 3.4-Схема замещения

$S_6=1000$ МВА; $S_{кз}=1000$ МВА; $U_6=37$ кВ.

$x_c=1$ о.е.

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_H} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 37} = 15,6 \text{ кА},$$

$$x_{тр} = \frac{U_{вс} \times S_6}{100 \times S_{н.тр}} = \frac{10,5 \times 1000}{100 \times 40} = 2,63 \text{ о.е.},$$

$$x_{л\text{ЭП}} = \frac{x_0 \times L \times S_6}{U_{ср}^2} = \frac{0,32 \times 6 \times 1000}{37^2} = 1,4 \text{ о.е.},$$

$$I_{к-1} = \frac{I_6}{x_c + x_{тр}} = \frac{15,6}{1 + 2,63} = 4,2 \text{ кА},$$

$$I_{к-2} = \frac{I_6}{x_c + x_{тр} + x_{л\text{ЭП}}} = \frac{15,6}{1 + 2,63 + 1,4} = 3,1 \text{ кА},$$

$$i_{уд1} = K_{уд} \times \sqrt{2} \times I_{к-1} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 4,2 = 10,9 \text{ кА},$$

$$i_{уд2} = K_{уд} \times \sqrt{2} \times I_{к-2} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 3,1 = 7,8 \text{ кА}.$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{к-1} = \sqrt{3} \times U_H \times I_{к-1} = \sqrt{3} \times 37 \times 4,2 = 268 \text{ МВА},$$

$$S_{к-2} = \sqrt{3} \times U_H \times I_{к-2} = \sqrt{3} \times 37 \times 3,1 = 198 \text{ МВА}.$$

После расчета токов КЗ произведем выбор:

Выключатели В1, В2 выбираем по аварийному току трансформаторов системы. Принимаем, что мощность по двум вторичным обмоткам трансформатора распределена поровну-по 50%, т.е $2 \times 20 = 40$ МВА.

Найдем ток, проходящий через выключатели В1 и В2:

$$I_{авВ1,В2} = \frac{S_{автр}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2 \cdot 20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 37} = 624 \text{ А}.$$

Выбираем выключатели В1, В2 типа МКП-35-630 У1 (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Выбор выключателей типа МКП-35-630 У1

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $I_{откл} = 10 \text{ кА}$ $I_{дин} = 26 \text{ кА}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$ $I_{автр сист} = 624 \text{ А}$ $I_{к1} = 4,4 \text{ кА}$ $i_{уд1} = 11,2 \text{ кА}$	$U_H \geq U_p$ $I_H \geq I_{ртр сист}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$

Найдем ток, проходящий через выключатель В3:

$$I_{В3} = \frac{I_{ав}}{2} = \frac{624}{2} = 312 \text{ А}.$$

Выбираем выключатель типа МКП-35-630 (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Выбор выключателей типа МКП-35-630 У1

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $I_{откл} = 10 \text{ кА}$ $I_{дин} = 26 \text{ кА}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$ $I_{ртр сист} = 312 \text{ А}$ $I_{к1} = 4,4 \text{ кА}$ $i_{уд1} = 11,2 \text{ кА}$	$U_H \geq U_p$ $I_H \geq I_{ртр сист}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$

$$\gamma_{2В1,В2} = \frac{I_{авзав}}{I_{номвыкл}} = \frac{252,2}{630} = 0,4; \quad \gamma_{3В3} = \frac{I_{рзав}}{I_{номв3}} = \frac{126,1}{630} = 0,2.$$

Выключатели В4-В7 выбираем по аварийному току завода: $I_{ав.зав} = 252,2$

А

Выбираем выключатели типа МКП-35-630 (таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Выбор выключателей типа МКП-35-630 У1

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n=35$ кВ $I_n=630$ А $I_{откл}=10$ кА $I_{дин}=26$ кА	$U_p=35$ кВ $I_{ртр сист}=252,2$ А $I_{к1}=3,1$ кА $i_{уд1}=7,8$ кА	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{ртр сист}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$

Выбираем разъединители типа РНДЗ-2-35/630У1 (таблица 3.4).

Таблица 3.4 – Выбор разъединителей типа РНДЗ-2-35/630У1

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n=35$ кВ $I_n=630$ А $I_{скв.ампл.}=63$ кА $I_{пред.терм. ст.}=25$ кА	$U_p=35$ кВ $I_{ав}=252,2$ А $i_{уд2}=3,1$ кА $I_{к2}=7,8$ кА	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{ав}$ $I_{скв.ампл.} \geq i_{уд2}$ $I_{пред.терм. ст.} \geq I_{к2}$

ограничители перенапряжения: ОПНп-35/400/40,5-10 УХЛ1, $U_n=35$ кВ.
 Определим капитальные затраты на выбранное оборудование:

Затраты на трансформаторы ГПП:

$$K_{тр.гпп}=2 \times 28,3=56,6 \text{ тыс. у.е.}$$

2) Затраты на ЛЭП-35 кВ:

$$K_{лэп-35}=1 \times K_{лэп}=6 \times 11,3=67,8 \text{ тыс. у.е.}$$

3) Затраты на выключатели В4-В7:

$$K_{в4-в7}=4 \times 5,24=22,16 \text{ тыс. у.е.}$$

4) Затраты на ввод:

$$K_{ввод}=2 \times 4,21=8,42 \text{ тыс. у.е.}$$

5) Затраты на трансформаторы системы:

$$K_{тр.сист}=\gamma_1 \times 2 \times K_{тр}=0,2 \times 2 \times 107,2=42,88 \text{ тыс. у.е.}$$

6) Затраты на выключатели В1,В2:

$$K_{в1,в2}=\gamma_2 \times 2 \times K_{в1,в2}=0,4 \times 2 \times 5,24=4,19 \text{ тыс.у.е.}$$

7) Затраты на выключатель ВЗ:

$$K_{ВЗ} = \gamma_3 \times K_{ВЗ} = 0,2 \times 5,24 = 1,05 \text{ тыс. у.е.}$$

Суммарные затраты:

$$\begin{aligned} \Sigma K_{II} &= K_{В1-В4} + K_{ЛЭП-110} + K_{ввод} + K_{тр.гпп} + K_{тр.гпп} + K_{В1-В2} + K_{ВЗ} = \\ &= 56,6 + 67,8 + 22,16 + 8,42 + 42,88 + 4,19 + 1,05 = 203,1 \text{ тыс. у.е.} \end{aligned}$$

Суммарные издержки рассчитываются по формуле:

$$\Sigma I_I = I_a + I_{пот} + I_{э}, \text{ у.е.}$$

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:

$$I_{a.обор.} = E_{a.обор.} \times \Sigma K_{обор.} = E_{a.обор.} \times (K_{тр} + K_{в} + K_{ввод}) = 0,063 \times 135,3 = 8,52 \text{ тыс. у.е.}$$

Амортизационные отчисления на ЛЭП:

$$I_{a.лэп} = E_{a.лэп} \times K_{лэп} = 0,028 \times 67,8 = 1,89 \text{ тыс. у.е.}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$I_{экспл.обор.} = E_{экспл.обор.} \times \Sigma K_{обор.} = 0,03 \times 135,3 = 4,05 \text{ тыс. у.е.}$$

Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$I_{экспл.лэп} = E_{экспл.лэп} \cdot K_{лэп} = 0,028 \times 67,8 = 1,89 \text{ тыс. у.е.}$$

Стоимость потерь электроэнергии $C_0 = 0,04 \text{ у.е./кВт} \cdot \text{ч}$

Определим издержки на потери электроэнергии:

$$\begin{aligned} I_{пот} &= C_0 (\Delta W_{тр. гпп} + \Delta W_{ЛЭП-35} + \Delta W_{тр. сист.}) = 0,04 (269198 + 288659 + 382480) = \\ &= 37,61 \text{ тыс. у.е.} \end{aligned}$$

Определим суммарные издержки:

$$\begin{aligned} \Sigma I_{II} &= 8,52 + 1,89 + 4,05 + 1,89 + 37,61 = 53,96 \text{ тыс. у.е.} \\ Z_{II} &= 0,12 \times 203,1 + 53,96 = 78,33 \text{ тыс. у.е.} \end{aligned}$$

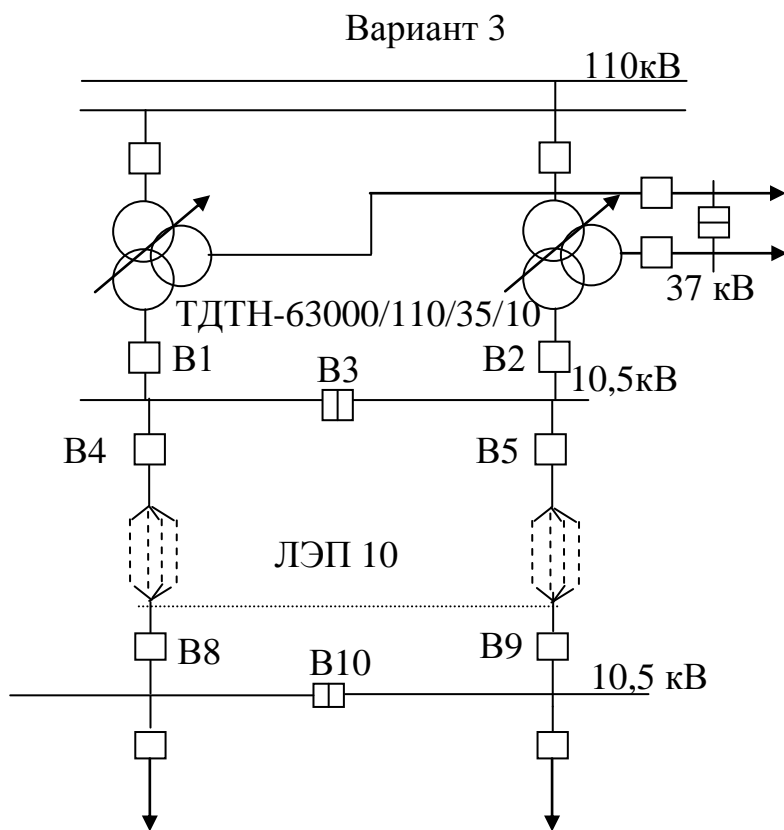


Рисунок 3.5- Третий вариант схемы электроснабжения

Выбираем электрооборудование по III варианту.

1) Выберем сечение ЛЭП-10 кВ:

Определим мощность, проходящую по ЛЭП:

$$S_{\text{ЛЭП}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{12023,3^2 + 3068,5^2} = 12408,6 \text{ кВА},$$

$$I_p = \frac{S_{\text{ЛЭП}}}{2\sqrt{3}U_n} = \frac{12408,6}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 341 \text{ А}; I_{\text{ав}} = 2 \times I_p = 2 \times 341 = 682 \text{ А}.$$

Выбираем сечение проводов ЛЭП 10 кВ:

а) Определим сечение по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = I_p / J_{\text{э}} = 341 / 1,1 = 310 \text{ мм}^2, \text{ где } J_{\text{э}} = 1,1 \text{ А/мм}^2 \text{ (Al, } T_m = 4000\text{ч)}.$$

Так как для ЛЭП 10 кВ максимальное сечение 120 мм^2 , то принимаем $F = 3 \times 120 = 360 \text{ мм}^2 > 310 \text{ мм}^2$

Принимаем провод типа ЗАС-120

б) Проверим провод по пропускной способности:

Идоп пров $\geq I_p$, ($3 \times 380 \text{ A} > 341 \text{ A}$)

в) Проверим провод по аварийному режиму: $I_{доп ав} \geq I_{ав}$,
где $I_{доп ав} = 1,3 \times I_{доп} = 1,3 \times 1140 = 1482 \text{ A} > 682 \text{ A}$

Определим потери электроэнергии в ЛЭП-10 кВ:

$$\Delta W_{лэп} = 2(3I_p^2 \times R \times 10^{-3} \times \tau) = 2 \times 3 \times 341^2 \times 0,54 \times 10^{-3} \times 2405 = 906084 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$R = r_0 \times l = 0,27 \times 6/3 = 0,54 \text{ Ом, где } r_0 = 0,27.$$

Так как потери электроэнергии в проводе очень большие, то дальнейший расчет не целесообразен.

Таблица 3.5 – Выбор разъединителей

Варианты	U _н , кВ	КΣ, тыс.у.е.	ИΣ, тыс.у.е.	ЗΣ, тыс.у.е.
I	115	245,58	32,79	62,25
II	37	203,1	53,96	78,33

Вывод: проходит I вариант по минимальным приведенным годовым затратам.

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

Для выбора оборудования необходимо произвести расчет ТКЗ на шинах ГПП предприятия.

4.1 Расчет токов короткого замыкания $I_{кз}$ ($U=10,5 \text{ кВ}$) с учетом подпитки от СД.

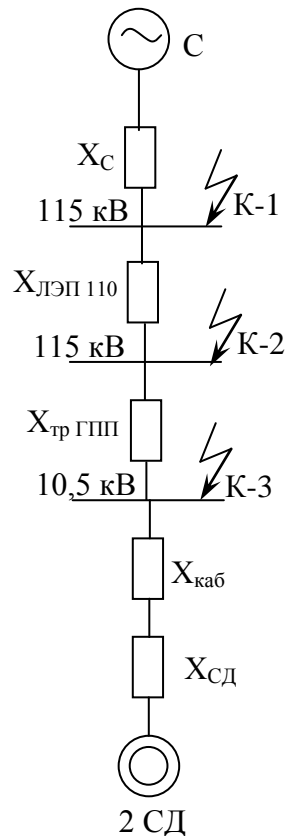


Рисунок 4.1 - Схема замещения электроснабжения ГПП.

$$S_{\bar{6}}=1000 \text{ МВА}; S_{кз}=1000 \text{ МВА}; U_{\bar{6}}=10,5 \text{ кВ},$$

$$I_{\bar{6}} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \times U_{н}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

$$x_c = 1 \text{ о.е.}$$

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

$$x_{лэп} = \frac{x_0 \times L \times S_{\bar{6}}}{U_{ср}^2} = \frac{0,34 \times 6 \times 1000}{115^2} = 0,15 \text{ о.е.},$$

$$x_{\text{тр.ГПП}} = \frac{U_{\text{кз}} \times S_{\text{б}}}{100 \times S_{\text{нт}}} = \frac{10,5 \times 1000}{100 \times 10} = 10,5 \text{ о.е.},$$

$$I'_{\text{к-3}} = \frac{I_{\text{б}}}{x_{\text{с}} + x_{\text{ЛЭП}} + x_{\text{тр.ГПП}}} = \frac{55}{1 + 0,15 + 10,5} = 4,7 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток подпитки от СД.

Исходные данные:

В компрессорной установлено 4 синхронных двигателя типа СДН-16-41-20 со следующими характеристиками: $P_{\text{н}}=1250$ кВт, $U_{\text{н}}=10,5$ кВ, $n=300$ об/мин, $x''_{\text{д}}=14,5\%$, $\eta=93,2\%$.

$$S_{\text{н сд}} = \frac{P_{\text{н сд}}}{\cos \varphi} = \frac{1250}{0,9} = 1388 \text{ кВА},$$

$$I_{\text{сд}} = \frac{S_{\text{н сд}} \times K_3}{\sqrt{3} \times U} = \frac{1388 \times 0,85}{\sqrt{3} \times 10,5} = 64,9 \text{ А.}$$

Выбираем кабель к СД:

а) по экономической плотности тока: $F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{п}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{64,9}{1,4} = 46 \text{ мм}^2$.

б) по минимальному сечению: $F_{\text{мин}} = \alpha \times I_{\text{кз}} \times \sqrt{t_{\text{привед}}} = 12 \times 4,7 \times \sqrt{0,6} = 44 \text{ мм}^2$.

Принимаем кабель маркой ААШВ-10-(3×50), $I_{\text{доп}}=140 > 41,5$ А.

Данные кабеля: $r_0=0,447$ Ом/км; $x_0=0,08$ Ом/км.

$$x_{\text{каб.кСД}} = \frac{x_0 \times L \times S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2} = \frac{0,08 \times 5 \times 1000}{10,5^2} = 4 \text{ о.е.},$$

$$x_{\text{сд}} = \frac{x''_{\text{д}} \times S_{\text{б}}}{\Sigma S_{\text{н сд}}} = \frac{0,2 \times 1000}{1,388} = 144 \text{ о.е.}$$

Тогда ток от двигателей будет равен:

$$I_{\text{кзСД}} = \frac{E_{\text{сд}} \times I_{\text{б}}}{x_{\text{экв}}} = \frac{1,048 \times 55}{4 + 144} = 0,3 \text{ кА},$$

где $E_{\text{сд}} = E''_{\text{н}} \times U_{\text{н}} / U_{\text{б}} = 1,1 \times 10 / 10,5 = 1,048$ о.е.

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

$$\Sigma I_{кз} = I'_{к-3} + I_{\Sigma кз} \text{ СД} = 4,7 + 0,3 = 5 \text{ кА.}$$

Ударный ток в точке К-3:

$$i_{уд3} = K_{уд} \times \sqrt{2} \times \Sigma I_{кз} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 5 = 12,6 \text{ кА.}$$

4.2 Выбор электрооборудования

Выбор выключателей.

Выбор вводных и секционных выключателей:

$$S_{\text{р.завода}} = 12500,5 \text{ кВА}; I_{\text{р.зав.}} = \frac{S_{\text{р.зав.}}}{2 \times \sqrt{3} \times U_{\text{н}}} = \frac{12500,5}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 344 \text{ А,}$$

$$I_{\text{ав}} = 2 \times I_{\text{р.зав.}} = 2 \times 344 = 688 \text{ А.}$$

Выбираем выключатель типа ВМПЭ-10-1000-31,5У3.

$$\text{Секционный выключатель } I_{\text{р}} = \frac{I_{\text{ав}}}{2} = \frac{688}{2} = 344 \text{ А.}$$

Принимаем выключатель типа ВМПЭ-10-630-31,5У3.

Таблица 4.1 – Выбор выключатель типа ВМПЭ-10-630-31,5У3

	Вводные выключатели		Секционный выключатель	
	Расчетные	Паспортные	Расчетные	Паспортные
$U_{\text{н}}$, кВ	10	10	10	10
$I_{\text{н}}$, А	688	1000	344	630
$I_{\text{отк}}$, кА	5	31,5	5	31,5

Выбор выключателей отходящих линий:

1 Магистраль ГПП-(ТП1-ТП2):

$$S_{\text{рТП1}} = \sqrt{(1924,6 + 27,84)^2 + (1091,8 + 134,39)^2} = 2305,5 \text{ кВА,}$$

$$I_p = \frac{2305,5}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 63,4 \text{ А}; \quad I_{ав} = 2 \times 63,4 = 126,8 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВМПЭ-10-630-31,5У3

Таблица 4.2 – Выбор выключатель типа ВМПЭ-10-630-31,5У3

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{ав} = 126,8 \text{ А}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{кз} = 5 \text{ кА}$
$I_{скв} = 52 \text{ кА}$	$I_{уд} = 12,6 \text{ кА}$
$I^2 * t = (31,5)^2 \times 4 = 3969 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B = (5)^2 \times 0,12 = 3 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод встроенный электромагнитный	

2. Магистраль ГПП-(ТП3-ТП4):

$$S_{pТП2,3} = \sqrt{(2783,8 + 42,06)^2 + (1402,9 + 201,43)^2} = 3249,5 \text{ кВА},$$

$$I_p = \frac{3249,5}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 89,4 \text{ А}; \quad I_{ав} = 2 \times 89,4 = 178,8 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВМПЭ-10-630-31,5У3

Таблица 4.3 – Выбор выключатель типа ВМПЭ-10-630-31,5У3

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{ав} = 178,8 \text{ А}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{кз} = 5 \text{ кА}$
$I_{скв} = 52 \text{ кА}$	$I_{уд} = 12,6 \text{ кА}$
$I^2 * t = (31,5)^2 \times 4 = 3969 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B = (5)^2 \times 0,12 = 3 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод встроенный электромагнитный	

3 Магистраль ГПП-СД:

$$S_{pСД} = \frac{1250}{0,9} = 1388 \text{ кВА};$$

$$I_{pСД} = \frac{1388 \times 0,85}{\sqrt{3} \times 10,5} = 64,9 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВМПЭ-10-630-31,5У3

Таблица 4.4 – Выбор выключатель типа ВМПЭ-10-630-31,5У3

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H=10$ кВ $I_H = 630$ А $I_{откл}=31,5$ кА $I_{скв}=52$ кА $I^{2*t}=(31,5)^2 \times 4=3969$ кА ² × с	$U=10$ кВ $I_{ав}=64,9$ А $I_{кз}=5$ кА $I_{уд}=12,6$ кА $B=(5)^2 \times 0,12=3$ кА ² × с
Привод встроенный электромагнитный	

4. Магистраль ГПП-ДСП:

5.

$$S_p = \sqrt{(4920 + 200)^2 + (3434,2 + 1000 - 3000)^2} = 5317 \text{ кВА},$$

$$I_p = \frac{5317}{2\sqrt{3} \times 10,5} = 146 \text{ А}.$$

Выбираем выключатель типа ВМПЭ-10-630-31,5У3

Таблица 4.5 – Выбор выключатель типа ВМПЭ-10-630-31,5У3

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H=10$ кВ $I_H = 630$ А $I_{откл}=31,5$ кА $I_{скв}=52$ кА $I^{2*t}=(31,5)^2 \times 4=3969$ кА ² × с	$U=10$ кВ $I_{ав}=146$ А $I_{кз}=5$ кА $I_{уд}=12,6$ кА $B=(5)^2 \times 0,12=3$ кА ² × с
Привод встроенный электромагнитный	

5. Магистраль ГПП-ВБК:

$$I_{pВБК} = \frac{450}{\sqrt{3} \times 10,5} = 24,7 \text{ А}.$$

Выбираем выключатель типа ВМПЭ-10-630-31,5У3

Таблица 4.6 – Выбор выключатель типа ВМПЭ-10-630-31,5У3

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H=10$ кВ $I_H = 630$ А $I_{откл}=31,5$ кА $I_{скв}=52$ кА $I^{2*t}=(31,5)^2 \times 4=3969$ кА ² × с	$U=10$ кВ $I_{ав}=24,7$ А $I_{кз}=5$ кА $I_{уд}=12,6$ кА $B=(5)^2 \times 0,12=3$ кА ² × с
Привод встроенный электромагнитный	

Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

1. по напряжению установки: $U_{\text{ном тт}} \geq U_{\text{ном уст-ки}}$;
 2. по току: $I_{\text{ном тт}} \geq I_{\text{расч}}$;
 3. по электродинамической стойкости: $K_{\text{дин}} \geq \frac{i_{\text{уд}}}{\sqrt{2} \times I_{\text{номтт}}}$;
 4. по вторичной нагрузке: $S_{\text{н2}} \geq S_{\text{нагр расч}}$;
 5. по термической стойкости: $K_{\text{тс}} = \frac{I_{\text{об}} \times \sqrt{t}}{I_{\text{номтт}} \times t_{\text{нт}}}$;
 5. по конструкции и классу точности.
- а) Выбор трансформаторов тока на вводе и секционном выключателе.

Таблица 4.7 – Выбор трансформаторов тока

Прибор	Тип	A, ВА	B, ВА	C, ВА
A	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
W	Д-355	0,5	-	0,5
Var	Д-345	0,5	-	0,5
Итого		6,5	5,5	6,5

Примем трансформатор тока ТЛ-10УЗ: $I_{\text{н}}=800 \text{ А}$; $U_{\text{н}}=10 \text{ кВ}$; $S_{\text{н}}=30 \text{ ВА}$.

Таблица 4.8 – Выбор трансформаторов тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_{\text{н}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}}=10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ав}}=688 \text{ А}$	$I_{\text{н}}=800 \text{ А}$
$i_{\text{уд}}=12,6 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=81 \text{ кА}$
$S_{2\text{р}}=10,5 \text{ ВА}$	$S_{2\text{н}}=30 \text{ ВА}$

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:

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

$$r_{2н} = \frac{S_{2нтт}}{I_2^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом.}$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;
 I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{доппр}} = r_{2н} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом,}$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \times 5}{0,84} = 0,16 \text{ мм}^2.$$

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:
 $I_p=344 \text{ А}$; ТЛМ-10У3: $I_n=400 \text{ А}$; $U_n=10 \text{ кВ}$.

Таблица 4.9 – Приборы подключения

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

Таблица 4.10 – Расчетные величины

Расчетные величины	По каталогу
$U_n=10 \text{ кВ}$	$U_n=10 \text{ кВ}$
$I_{ав}=344 \text{ А}$	$I_n=400 \text{ А}$
$i_{уд}=12,6 \text{ кА}$	$I_{дин}=81 \text{ кА}$
$S_{2р}=4,4 \text{ ВА}$	$S_{2н}=10 \text{ ВА}$

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

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

$$r_{\text{доппр}} = r_{2\text{н}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 0,4 - 0,02 - 0,1 = 0,28 \text{ Ом},$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \times 5}{0,28} = 0,5 \text{ мм}^2.$$

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-ТП2); ГПП-(ТП3-ТП4)

Таблица 4.11 – Приборы подключения

Прибор	Тип	A, ВА	B, ВА	C, 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

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

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

$$r_{\text{доппр}} = r_{2\text{н}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 0,4 - 0,22 - 0,1 = 0,08 \text{ Ом},$$

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

принимаем кабель АКРТВ; $F=2,5 \text{ мм}^2$;

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

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

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

Трансформатор тока на линии ГПП-(ТП1-ТП2): $I_{\text{ав}}=126,8 \text{ А}$; примем трансформатор тока ТПЛК-10У3: $I_{\text{н}}=200 \text{ А}$; $U_{\text{н}}=10 \text{ кВ}$; $S_{\text{н}}=10 \text{ ВА}$.

Таблица 4.12 – Выбор трансформатор тока ТПЛК-10У3

Расчетные величины	По каталогу
$U_{\text{н}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}}=10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ав}}=126,8 \text{ А}$	$I_{\text{н}}=200 \text{ А}$
$i_{\text{уд}}=12,6 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=81 \text{ кА}$
$S_{2\text{р}}=9,4 \text{ ВА}$	$S_{2\text{н}}=10 \text{ ВА}$

Трансформатор тока на линии ГПП-(ТП3-ТП4): $I_{\text{ав}}=178,8 \text{ А}$; примем трансформатор тока ТПЛК-10У3: $I_{\text{н}}=200 \text{ А}$; $U_{\text{н}}=10 \text{ кВ}$; $S_{\text{н}}=10 \text{ ВА}$.

Таблица 4.13 – Выбор трансформатор тока ТПЛК-10У3

Расчетные величины	По каталогу
$U_{\text{н}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}}=10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ав}}=178,8 \text{ А}$	$I_{\text{н}}=200 \text{ А}$
$i_{\text{уд}}=12,6 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=81 \text{ кА}$
$S_{2\text{р}}=9,4 \text{ ВА}$	$S_{2\text{н}}=10 \text{ ВА}$

в) Выбор трансформаторов тока на СД:

Таблица 4.14 – Приборы подключения

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
Итого		4	4	4

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом},$$

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

$$r_{\text{доп}} = r_{2\text{Н}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 0,4 - 0,16 - 0,1 = 0,14 \text{ Ом},$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \times 5}{0,14} = 0,1 \text{ мм}^2.$$

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

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

$$S_2 = R_2 \times I_2^2 = 0,316 \times 5^2 = 7,9 \text{ ВА},$$

$$R_2 = 0,16 + 0,056 + 0,1 = 0,316 \text{ Ом}.$$

Трансформаторов тока на СД: $I_p = 64,9 \text{ А}$; примем трансформатор тока ТПЛК-10У3: $I_H = 100 \text{ А}$; $U_H = 10 \text{ кВ}$; $S_H = 10 \text{ ВА}$.

Таблица 4.15 – Выбор трансформатор тока ТПЛК-10У3

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ав}} = 64,9 \text{ А}$	$I_H = 100 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 12,6 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$
$S_{2\text{р}} = 4,4 \text{ ВА}$	$S_{2\text{н}} = 10 \text{ ВА}$

Трансформаторов тока на ДСП: $I_p = 146 \text{ А}$; примем трансформатор тока ТПЛК-10У3: $I_H = 200 \text{ А}$; $U_H = 10 \text{ кВ}$; $S_H = 10 \text{ ВА}$.

Таблица 4.16 – Выбор трансформатор тока ТПЛК-10У3

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ав}} = 146 \text{ А}$	$I_H = 200 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 12,6 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$
$S_{2\text{р}} = 4,4 \text{ ВА}$	$S_{2\text{н}} = 10 \text{ ВА}$

Трансформатор тока на линии ГПП-ВБК: $I_{ав}=24,7\text{А}$; прием трансформатор тока ТПЛК-10У3: $I_n=50\text{А}$; $U_n=10\text{кВ}$; $S_n=10\text{ВА}$.

Таблица 4.17 – Выбор трансформатор тока ТПЛК-10У3

Расчетные величины	По каталогу
$U_n=10\text{кВ}$	$U_n=10\text{кВ}$
$I_{ав}=24,7\text{А}$	$I_n=50\text{А}$
$i_{уд}=12,6\text{кА}$	$I_{дин}=81\text{кА}$
$S_{2р}=9,4\text{ВА}$	$S_{2н}=10\text{ВА}$

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 4.18 – Приборы подключения

Прибор	Тип	$S_{об-ки},$ ВА	Число об-к	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	$P_{общ},$ Вт	$Q_{\Sigma},$ вар
V	Э-335	2	2	1	0	2	8	-
W	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Var	И-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Wh	СА3-И681	3 Вт	2	0,38	0,925	9	54	131,2
Varh	СР4-И689	3 вар	2	0,38	0,925	9	54	131,2
Итого							122	262,4

Расчетная вторичная нагрузка:

$$S_{2р} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{122^2 + 262,4^2} = 289,3\text{ВА}.$$

Принимаем ТН типа НТМК-10У4

Таблица 4.19 – Выбор трансформатора напряжения

$U_{нт}=10\text{кВ}$	$U_{нт}=10\text{кВ}$
$S_{н2}=300\text{кВА}$	$S_{р2}=289,3\text{ВА}$
Схема соединения обмоток $Y_{\Delta}/Y_{\Delta}/\Delta_1-0$	

Выбор выключателей нагрузки

ТП1,2 $I_p=63,4\text{А}$; ТП3,4 $I_p=89,4\text{А}$

Для всех трансформаторов принимаем выключатель нагрузки типа ВНПу-10-400-10зп ЗУЗ. Проверим выбранный выключатель нагрузки.

Таблица 4.20 – проверка выключателей нагрузки

Расчетные	Паспортные
$U_H=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{расч}=63,4-89,4$ А	$I_H=400$ А
$I_K=5$ кА	$I_{отк}=14,5$ кА

Выбор силовых кабелей отходящих линий.

Выбор кабелей производится по следующим условиям:

1. по экономической плотности тока: $F_э = \frac{I_p}{\gamma_э}$;
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-ТП2-ТП3:

$$S_{рТП2,3} = \sqrt{(2783,8 + 42,06)^2 + (1402,9 + 201,43)^2} = 3249,5 \text{ кВА},$$

$$I_p = \frac{3249,5}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 89,4 \text{ А},$$

$$I_{ав} = 2 \times 89,4 = 178,8 \text{ А}$$

а) по экономической плотности тока:

$$F_э = I_p / j_{эк} = 89,4 / 1,4 = 63 \text{ мм}^2. j_{эк} = 1,4 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2} \text{ - для } T_m = 3000-5000 \text{ ч.}$$

Принимаем кабель марки ААШВ-10-(3×70); $I_{доп} = 240$ А;

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

$$F_{min} = \alpha \times I_{кз} \times \sqrt{t_{привед}} = 12 \times 5 \times \sqrt{0,6} = 46 \text{ мм}^2.$$

принимаем окончательно кабель ААШВ-10-(3×70); $I_{доп} = 165$ А;

в) проверка по аварийному току: $I_{доп ав} = 1,3 \times 165 = 214,5 \text{ А} \geq 178,8 \text{ А}$;

г) проверка по рабочему режиму с учетом поправочного коэффициента $K_{\text{попр}}$, зависящего от количества кабелей проложенных в одной траншее $K_{\text{попр}}=0,8$ (4 кабеля в траншее):

$$I_p/K_{\text{попр}} = 89,4/ 0,8=111,75 \text{ A}, (165 \text{ A}>111,75\text{A}).$$

Условия выполняются, тогда окончательно принимаем кабель марки ААШВ-10-(3×70), с $I_{\text{доп}}=165\text{A}$.

Все расчетные данные выбора остальных кабелей занесены в таблицу 4.21.

Таблица 4.21 - «Кабельный журнал».

Наименование участка	Sp, кВА	Кол-во кабелей в траншее	Нагрузка		По экономической		По допустимой		По току короткого замыкания,		Выбранный кабель	I _{доп} , А
					плотности тока, мм ²	нагрузке, мм ²	по току короткого замыкания, мм ²	по току короткого замыкания, мм ²				
			I _p , А	I _{ав} , А	j _э	F _э	K _п	F _{доп}	I _к , А	S		
ГПП-ТП1-ТП2	2305,5	4	63,4	126,8	1,4	45	0,8	25	5	50	ААШВ-10-(3×50)	165
ГПП-ТП2-ТП3	3249,5	4	89,4	178,8	1,4	63	0,8	50	5	50	ААШВ-10-(3×70)	165
ТП1-ТП2	768,5	1	42,3	-	1,4	30	1	25	5	50	ААШВ-10-(3×50)	140
ТП3-ТП4	1624,75	2	44,7	89,4	1,4	31	0,9	25	5	50	ААШВ-10-(3×50)	140
ГПП-СД	1388	4	64,9	-	1,4	46	0,8	50	5	50	2ААШВ-10-(3×50)	140
ГПП-ДСП	5317	4	146	-	1,4	104	0,8	95	5	50	2ААШВ-10-(3×120)	265
ГПП-ВБК	450	2	24,7	-	1,4	17	0,9	25	5	50	ААШВ-10-(3×50)	140

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; $I_{\text{доп}}=1625$ А (одна полоса на фазу), $I_{\text{ав}}=688$ А; $i_{\text{уд}}=12,6$ кА

а) $I_{\text{доп}}=1625$ А \geq $I_{\text{ав}}=688$ А;

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

$$F_{\text{min}} = \alpha \times I_{\text{кз}} \times \sqrt{t_{\text{привед}}} = 12 \times 5 \times \sqrt{1} = 60 \text{ мм}^2 < 480 \text{ мм}^2 (80 \times 6);$$

в) проверка по динамической стойкости к $i_{\text{уд кз}}$: $\sigma_{\text{доп}}=700$ кгс/см²:

$$f = \frac{1,75 \times 10^{-2} \times i_{\text{уд}}^2 \times L}{a} = \frac{1,75 \times 10^{-2} \times 12,6^2 \times 80}{60} = 3,7 \text{ кгс},$$

$$W = 0,167 \times b \times h^2 = 0,167 \times 0,8 \times 6^2 = 4,8 \text{ см}^3,$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \times L}{10 \times W} = \frac{3,7 \times 80}{10 \times 4,8} = 6,1 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2} \leq 700 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}.$$

Где $L=80$ см-расстояние между изоляторами;

$a=60$ см-расстояние между фазами;

$b=0,8$ см-толщина одной полосы;

$h=6$ см-ширина (высота) шины.

Из условия видно, что шины динамически устойчивы.

Выбор изоляторов.

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

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

по допустимой нагрузке: $F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$.

Где $F_{\text{расч}}$ – сила, действующая на изолятор;

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

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

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-1} \times i_{\text{уд}}^2 \times L}{a} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-1} \times 12,6^2 \times 80}{60} = 36,6 \text{ кгс}.$$

Выбираем изолятор типа ОНШ-10-500У1, $F_{\text{разруш}}=500$ кгс.

$F_{\text{доп}} = 0,6 \times F_{\text{разруш}} = 0,6 \times 500 = 300$ кгс. ($> 36,6$ кгс), условие выполняется.

5 Высоковольтная изоляция

5.1 Революционные решения в области высоковольтной изоляции

Последние несколько десятилетий полимерная изоляция занимает все более и более существенное место в высоковольтной изоляции. Однако проблема диагностики до сих пор была не решена.

Однако наряду с существенными плюсами в сравнении с традиционными изоляторами из стекла существуют и минусы. Одним из них, наиболее значимым, является отсутствие возможности идентифицировать поврежденный в эксплуатации полимерный изолятор. Этим обусловлено сдержанное отношение к подвесной полимерной изоляции не только российских энергоэнергетиков. На подвесных полимерных изоляторах этот минус проявляется особенно сильно. После короткого замыкания (КЗ) и отключения всей линии поврежденный изолятор невозможно определить. Видимых повреждений подвесной изолятор обычно не имеет. Кроме того, поврежденные изоляторы имеют остаточную электрическую прочность в несколько десятков киловольт, поэтому проверить их замером сопротивления на линии без демонтажа не представляется возможным. В итоге очевидна необходимость демонтажа всех изоляторов и проверки их в лаборатории высоким напряжением. Это связано с огромными затратами, сопоставимыми с новым монтажом линии и длительным отключением потребителей от электроснабжения.

Ситуация до сих пор не была столь угрожающей вследствие достаточной надежности полимерных изоляторов и небольшого срока общей эксплуатации.

В настоящее время срок эксплуатации большинства полимерных изоляторов не превышает 15-20 лет. Но, как известно, ничто не вечно, и срок службы 25 лет –

согласно нормативным документам – является критическим и для полимерных изоляторов. Таким образом, опасения энергетиков в аспекте возможного массового отключения линий по вине полимерной изоляции не беспочвенны. Ввиду невозможности определить на линии поврежденный изолятор не раз принималось решение о демонтаже не только полимерных изоляторов, но и других, смонтированных на этой линии, в том числе стеклянных, не дожидаясь проверки в лаборатории.

Однако аварийный запас на энергопредприятиях незначителен и составляет не более 2-3 процентов от объема эксплуатируемых изоляторов. Ситуацию 100 процентного резервирования невозможно даже представить. Контроль и диагностику состояния высоковольтной подвесной полимерной изоляции еще до разрушения в последнее время проводят путем анализа инфракрасного и ультрафиолетового излучения. Однако это сопряжено со многими трудностями. Невозможно постоянно проводить такой дистанционный контроль. Основные деструктивные процессы в изоляторе

происходят в неблагоприятное для обследования время: гроза, дождь и т. п., а после высыхания изолятор может показывать вполне приемлемые результаты в ИК и УФ диапазоне. Тепловое излучение деструктивных процессов в изоляторе достаточно сложно установить. Это связано с очень тонким несущим стержнем (16 мм), большой площадью поверхности охлаждаемых ребер, обычными сильными ветрами на высоте эксплуатации изоляторов, низкой теплопроводностью силиконовой защитной оболочки. В случае же КЗ и отключения линии методы обследования ИК и УФ не могут быть применены в силу отсутствия напряжения линии и процессов, вызывающих эти излучения.

Таким образом, необходима система обнаружения ухудшения диэлектрических свойств, встроенная в изолятор, срабатывание которой должно четко указывать на деструктивные процессы, происходящие в изоляторе. Индикация системы должна быть легко обнаруживаема без дополнительных приборов, визуально с земли. После срабатывания индикация не должна зависеть от наличия напряжения сети для обнаружения поврежденно

го изолятора. Идентификация начала разрушения изолятора должна быть как можно более ранней. Вот принципы, которые были заложены в разработку полимерных изоляторов АМКА с системой раннего обнаружения ухудшения изоляции [14].

Инновационные решения АМКА в области диагностики и раннего предупреждения проблем полимерной изоляции позволяют значительно увеличить надежность высоковольтной изоляции, в частности увеличить надежность эксплуатации воздушных линий электропередачи.

Физический принцип работы основан на изменении распределения напряженности электрического поля при ухудшении изоляции. Напряженность электрического поля при приложенном фазном напряжении у изолятора длиной в два раза больше, будет в два раза меньше. Таким образом, определив порог срабатывания контрольного элемента при изменении напряженности электрического поля в два раза, получим индикатор, который срабатывает при выходе из строя более половины изолятора. Контрольные элементы АМКА выполнены определенной формы, из стекла определенного состава, закаленного ионообменным способом, и рассчитаны на порог срабатывания соответствующий классу напряжения изолятора или индикатора. Технические ноу-хау полностью раскрыты в международных патентах на изоляторы АМКА. В число стран на которые распространяются патенты входят Россия, Беларусь, Украина, Казахстан и еще более 48 стран- участников Patent Cooperation Treaty.

Изоляторы АМКА с системой самодиагностики как и все другие изоляторы, не вечны. Но изоляторы АМКА сами предупредят энергетиков о необходимости их замены в случае ухудшения изоляционных свойств. Все параметры изоляторов полностью соответствуют ГОСТ 28856 «Изоляторы

линейные подвесные стержневые полимерные. Общие технические условия», в том числе и по показателю наработки на отказ до 10-5 1 в год.

В свое время основным преимуществом стеклянных изоляторов перед фарфоровыми было прежде всего то, что пробой стеклянного изолятора можно было просто идентифицировать по разрушенной тарелке. Отпадала необходимость в периодическом инструментальном контроле изоляции. В изоляторе АМКА для индикации применяется элемент из стекла, окрашенного в яркий цвет. При наличии целого контрольного элемента полимерный изолятор обладает необходимыми эксплуатационными свойствами. При его отсутствии вследствие разрушения необходимо произвести плановую замену. Система диагностики настроена на срабатывание при разрушении от 20 до 50 процентов полимерного изолятора. Таким образом, изоляторы АМКА обладают всеми плюсами как полимерных так и стеклянных изоляторов в части диагностики их состояния.

При ухудшении электрических свойств изолятора от 20 до 50 процентов система диагностики информирует разрушением контрольного элемента. После этого изолятор может эксплуатироваться в большинстве случаев от полугода и более. При плановом осмотре линии проблемный изолятор легко обнаруживается визуально с земли без специальных приборов по отсутствию яркого контрольного элемента. После обнаружения планово производится замена и исключается аварийная ситуация. Продолжительность возможной безаварийной дальнейшей эксплуатации изолятора после разрушения контрольного элемента зависит от многих факторов: загрязненности атмосферы, класса напряжения линии, характера повреждения, грозовой активности, времени года. Решение о сроках плановой замены изолятора принимается специалистами с учетом особенностей эксплуатации и категории потребителей. При применении изоляторов АМКА с системой раннего обнаружения возможна безаварийная работа воздушных линий электропередачи независимо от класса напряжения. Конечно, возможна ситуация, когда между срабатыванием системы самодиагностики при 50-процентном разрушении и полным разрушением изолятора осмотр линии не проводится. Предположим, сигнал изолятора остался незамеченным. Но и в этом случае, благодаря встроенной в изолятор системе индикации можно быстро и легко обнаружить поврежденный изолятор на отключенной линии и произвести замену

В целом изолятор с системой самодиагностики по своим электрическим и механическим характеристикам при штатной работе не отличается от традиционных широко используемых изоляторов типа ЛК.

Присоединительные размеры изоляторов соответствуют стандартам на присоединительные размеры линейной арматуры и обычных высоковольтных изоляторов: ГОСТ 27393 «Арматура линейная. Сферические шарнирные соединения изоляторов.», ГОСТ 11359 « Арматура линейная. Ряд

разрушающих нагрузок. Соединения деталей», МЭК 120 (IEC 6120-84) «Сферические соединения изоляторов». Технические характеристики изоляторов АМКА соответствуют ГОСТам на обычные изоляторы: ГОСТ 28856-90 «Изоляторы линейные подвесные стержневые полимерные. Общие технические условия»; МЭК 1109 (IEC61109) «Composite suspension and tension insulators for a. c. overhead lines with a nominal voltage greater than 1000 V, definitions, test methods and acceptance criteria».

Все квалификационные, приемо-сдаточные испытания изоляторы АМКА проходят в соответствии с этими ГОСТами и Техническими условиями, как обычные изоляторы ЛК. По всем параметрам: выдерживаемому напряжению промышленной частоты в сухом, загрязненном и увлажненном состоянии; выдерживаемому напряжению грозового импульса, изоляторы при отсутствии разрушений соответствуют обычным полимерным изоляторам. Контрольный элемент при этих испытаниях не проявляет себя в случае соответствия изолятора нормативным показателям. Однако в случае ухудшения каких-либо электрических характеристик изолятора происходит разрушение контрольного элемента. Контрольный элемент, кроме функции мониторинга, играет еще одну роль. При верхнем расположении контрольного элемента, благодаря его большому диаметру происходит защита ниже находящихся ребер изолятора от осадков и возможного попадания инородных предметов, например, от птиц. Помимо этого, стеклянный контрольный элемент между металлическим фланцем и телом изолятора значительно уменьшает возможность частичных разрядов в полимерном теле, что увеличивает надежность самого изолятора.

С использованием изоляторов АМКА разрабатываются типовые проекты изолирующих подвесок на напряжение 110 кВ, 220 кВ и 330 кВ.

Решения, заложенные в систему «раннего обнаружения» повреждений изоляторов АМКА защищены международными патентами в России, Европе, Китае, Индии и Америке.

К ВЛЭП не предъявляется никаких особых требований. В целом изоляторы с системой самодиагностики применяются так же, как и обычные полимерные изоляторы. Требования к ВЛЭП идентичны требованиям к ВЛЭП при применении полимерных изоляторов. Также рассчитывается длина пути утечки изолятора исходя их степени загрязнения и другие параметры.

Применение изоляторов с системой самодиагностики оправдано для линий 110кВ и выше с грозозащитой. Система грозозащиты может быть любой. В основном традиционно используется грозотрос над фазными проводами ВЛЭП, этого достаточно. Индикаторный элемент регистрирует не только на внутренние пробои, но и на воздушное перекрытие изолятора. В случае отсутствия грозозащиты, изоляторы будут перекрываться при ударах молнии. Это будет зафиксировано индикаторными элементами перекрытых изоляторов. Таким образом, разрушенные контрольные элементы изоляторов в большей степени будут говорить о неблагоприятной работе всей линии электропередачи, ухудшении работы грозозащиты или об ее отсутствии, чем

об ухудшении внутренней изоляции полимерных изоляторов.

Изоляторы с системой самодиагностики имеют присоединительные размеры оконцевателей в соответствии со стандартами на присоединительные размеры линейной арматуры и обычных высоковольтных изоляторов:

- ГОСТ 27393 «Арматура линейная. Сферические шарнирные соединения изоляторов. Размеры»

- ГОСТ 11359 «Арматура линейная. Ряд разрушающих нагрузок. Соединения деталей. Параметры и размеры».

- МЭК 120 (IEC 6120-84) «Сферические соединения изоляторов».

Для монтажа не требуется никаких специальных приспособлений, кроме тех которые обычно используются при монтаже стеклянных или полимерных изоляторов. Перед монтажом необходимо ознакомиться с Руководством по эксплуатации. В частности необходимо обратить внимание на целостность индикаторного элемента.

Индикатор и изоляторы с индикацией состояния могут работать на линии электропередачи без грозозащиты. В части электрических характеристик изоляторы ни чем не отличаются от полимерных или стеклянных изоляторов. Там где могут работать полимерные обычные или стеклянные изоляторы могут работать и изоляторы АМКА. Однако на линиях без грозозащиты будет чаще происходить срабатывание контрольных элементов. Это будет связано с более частыми перекрытиями изоляторов в результате грозовых перенапряжений. Индикаторы реагируют на все изменения изоляционных свойств изолятора, на все нештатные ситуации в работе изоляции линии. Такой нештатной ситуацией является и перекрытие изоляции вследствие грозового перенапряжения от удара молнии. Таким образом, в случае попадания молнии в фазный провод и перекрытия изолятора на заземленную траверсу опоры, перекрытый изолятор будет зафиксирован разрушенным контрольным элементом. Возможно электрические характеристики изолятора при этом не ухудшаться, возможно оплавятся экраны или обгорят ребра изолятора или что то другое. Срабатывание индикатора, разрушение контрольного элемента не приведет к дополнительному ухудшению механических или электрических свойств перекрытого изолятора. При плановом осмотре необходимо будет на этот изолятор обратить внимание и принять решение о его замене. Таким образом, индикаторы АМКА и изоляторы с системой самодиагностики могут работать на линии без грозозащиты. Однако, к причинам приводящим к индикации ухудшения изоляции добавляются случаи перекрытия при грозовых перенапряжениях от прямых ударов молнии. В этом случае контрольные элементы в большей степени будут сигнализировать о нештатной работе всей линии электропередачи, об ухудшении системы грозозащиты или об ее отсутствии.

5.2 Выбор изоляторов и линейной арматуры

Тип изолятора выбирается по механической нагрузке с учетом коэффициента запаса прочности, который представляет собой отношение разрушающей электромеханической нагрузки к нормативной нагрузке на изолятор. Согласно ПУЭ, коэффициенты запаса прочности в режиме наибольшей нагрузки должны быть не менее 2,7, а в режиме среднегодовой температуры – не менее 5,0.

В нормальных режимах поддерживающая гирлянда изоляторов воспринимает осевую нагрузку, состоящую из веса провода, гололеда и веса самой гирлянды [17].

Нагрузка для изоляторов поддерживающих гирлянд, даН:

$$5 \cdot (G_n + G_u) \leq G_{зм}. \quad (5.1)$$

где G_r – нагрузка на изолятор от веса провода, покрытого гололедом, даН,

$$G_r = \gamma \cdot 7 \cdot F \cdot l_{вес}. \quad (5.2)$$

где $l_{вес}=280$ м – длина весового пролета; F – общее фактическое сечение провода, мм^2 ; G_u – нагрузка на изолятор от веса гирлянды, даН, предварительно $G_u=50$ даН; G_n – нагрузка на изолятор от веса провода, даН:

$$G_n = \gamma \cdot 1 \cdot F \cdot l_{вес}. \quad (5.3)$$

Расчеты произведем для ЛЭП напряжением 110кВ: двухцепная воздушная линия, проходящая в ненаселенной местности. Климатические условия: район по ветру – II; район по гололеду – IV; температура: высшая $t_{\max}=40^\circ\text{C}$; низшая $t_{\min}=-10^\circ\text{C}$; среднегодовая $t_{\text{cp}}=5^\circ\text{C}$. Примем режим максимальной нагрузки с параметрами: $\sigma=[\sigma_{\gamma,\max}]=13,0$ даН/ мм^2 , $\gamma=\gamma_{\max}=8,5 \cdot 10^{-3}$ даН/(м· мм^2), $t=t_{\text{гол}}=-5^\circ\text{C}$. Марки провода: АС-150.

Тогда по формулам (5.1) - (5.4):

$$2,7 \cdot (\gamma \cdot 7 \cdot F \cdot l_{вес} + G_u) = 2,7 \cdot (8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 173,2 \cdot 280 + 50) = 1248 \text{ даН},$$

$$5,0 \cdot (\gamma \cdot 1 \cdot F \cdot l_{вес} + G_u) = 5,0 \cdot (3,46 \cdot 10^{-3} \cdot 173,2 \cdot 280 + 50) = 1089 \text{ даН}.$$

Выбирается изолятор с такой разрушающей электромеханической нагрузкой, чтобы выполнялись условия (5.1). Выбирается изолятор ПФ70-В ОНШ-35-1000с разрушающей электромеханической нагрузкой 7500 даН [17]:

1248<7500 даН,

1089<7500 даН.

т.е. условия выполняются.

Материал изоляторов: фарфор. Физико-механические характеристики провода приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Физико-механических характеристики провода АС-150/24

Сечение, мм ² : алюминиевой части	149
стальной части	24,2
суммарное F	173,2
Диаметр провода d, мм	17,1
Количество и диаметр проволок, шт×мм: алюминиевых	26×2,7
стальных	7×2,1
Количество повивов, шт. алюминиевой части	2
стальной части	1
Вес провода Gп, даН/км	600
Модуль упругости E, даН/мм ²	8,25·10 ³
Температурный коэффициент линейного удлинения α, град-1	19,2·10 ⁻⁶
Предел прочности, даН/мм ²	29
Удельная нагрузка от собственного веса γ1, даН/(м×мм ²)	3,46·10 ⁻³
Допустимое напряжение, даН/мм ² при среднегодовой температуре σт.ср	8,7

Определяется число изоляторов в поддерживающей гирлянде

$$n \geq \frac{\lambda_{эф} \cdot U_{наиб}}{l_{эф}}. \quad (5.4)$$

где $\lambda_{эф}$ – нормированная удельная эффективная длина пути утечки. Для степени загрязненности атмосферы I $\lambda_{эф}=13$ мм/кВ; $U_{наиб}=1,15 \cdot U_{ном}$; $l_{эф}$ – эффективная длина пути утечки, мм,

$$l_{эф} = l_{ут} / k. \quad (5.5)$$

где $l_{ут} = 355$ мм для выбранного изолятора; k – поправочный коэффициент,

$$k = 1 + 0,5 \left(\frac{l_{ym}}{D} - 1 \right). \quad (5.6)$$

где D – диаметр тарелки изолятора, $D=270$ мм.

Тогда по формулам (5.7) – (5.9)

$$k = 1 + 0,5 \left(\frac{355}{270} - 1 \right) = 1,157,$$

$$l_{эф} = \frac{355}{1,157} = 306,8,$$

$$n \geq \frac{13 \cdot 1,15 \cdot 110}{306,8} = 5,4.$$

Полученное значение округляется до шести и увеличивается на один. В итоге число изоляторов в поддерживающей гирлянде равно семи.

При выборе изоляторов натяжных гирлянд в условия (5.1) добавляется величина тяжения провода.

Нагрузка на изолятор натяжной гирлянды, даН:

$$2,7 \sqrt{(\sigma_{\lambda \max} \cdot F)^2 + \left(\frac{\gamma_7 \cdot F \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_{\text{и}} \right)^2} \leq G_{\text{эм}}, \quad (5.10)$$

$$5,0 \sqrt{(\sigma_{t.ср} \cdot F)^2 + \left(\frac{\gamma_1 \cdot F \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_u \right)^2} \leq G_{\text{эм}}. \quad (5.11)$$

где $\sigma_{\lambda \text{вых}}$ и σ_{tcc} - напряжения в проводе для режимов среднегодовой температуры и наибольшей нагрузки, соответственно равны 12,517 и 7,987 даН/мм² [13].

Произведем расчеты по формулам (5.12)-(5.13):

$$2,7 \sqrt{(12,517 \cdot 173,2)^2 + \left(\frac{8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 173,2 \cdot 280}{2} + 50 \right)^2} = 5894,$$

$$5,0 \sqrt{(7,987 \cdot 173,2)^2 + \left(\frac{3,46 \cdot 10^{-3} \cdot 173,2 \cdot 280}{2} + 50 \right)^2} = 6949.$$

Выбирается изолятор ПФ70-В с разрушающей электромеханической нагрузкой 7500 даН:

$$5894 < 7500 \text{ даН,}$$

$$6949 < 7500 \text{ даН,}$$

т.е. условия выполняются.

Число изоляторов, в натяжной гирлянде, принимается на один больше, чем в поддерживающей, т.е. восемь штук.

Выбор арматуры аналогичен выбору изоляторов.

Коэффициент запаса прочности для условий гололеда должен быть не менее 2,5. Нагрузка на арматуру поддерживающей гирлянды, даН:

$$2,5 \cdot (G_r + G_u), \quad (5.14)$$

$$2,5 \cdot (8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 173,2 \cdot 280 + 50) = 1156. \quad (5.15)$$

Выбирается узел крепления гирлянды к траверсе опоры КПП-7-1, серьгу СР-7-16, ушко У1-7-16 с разрушающей минимальной нагрузкой 70 кН; глухой поддерживающий зажим ПГН-3-5 с минимальной разрушающей нагрузкой 25 кН.

Нагрузка на арматуру натяжной гирлянды, даН:

$$2,5 \sqrt{(\sigma_{\lambda \max} \cdot F)^2 + \left(\frac{\gamma_7 \cdot F \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_u \right)^2} \leq G_p,$$

$$2,7 \sqrt{(12,517 \cdot 173,2)^2 + \left(\frac{8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 173,2 \cdot 280}{2} + 50 \right)^2} = 5457, \text{ даН.}$$

Для натяжной гирлянды выбирается та же арматура что и для поддерживающей. Для натяжной гирлянды выбираем болтовой зажим.

Изолятор и линейная арматура показаны на рисунках 5.1-5.5

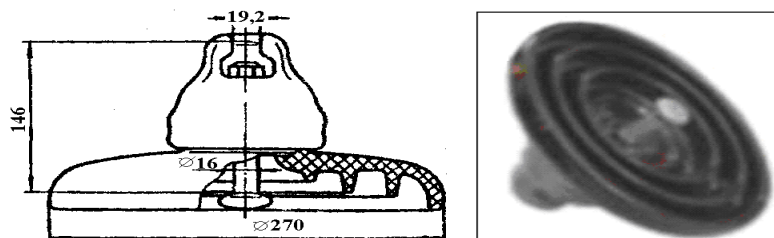


Рисунок 5.1 - Изолятор ПФ70-В

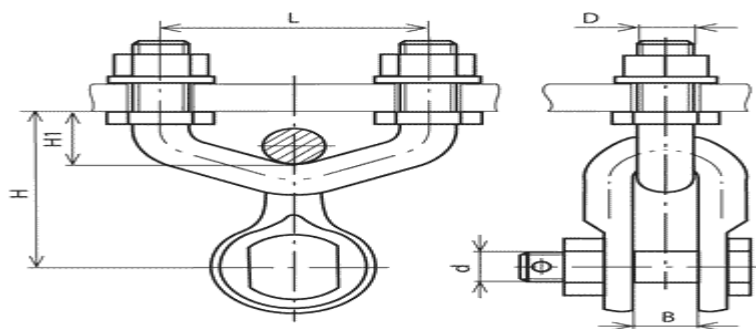


Рисунок 5.2 - Узел крепления КГП-7-1

$D=16$ мм; $A=17$ мм; $d=16$ мм; $L=80$ мм; $H_1=32$ мм; $H=82$ мм

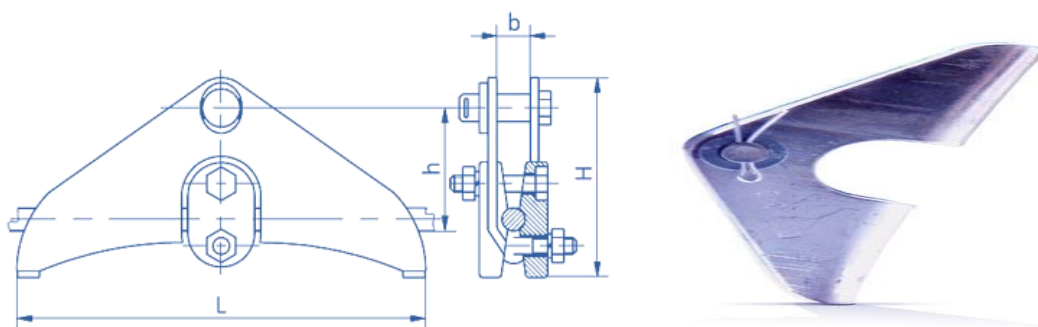


Рисунок 5.3 - Зажим поддерживающий ПГН-3-5

$L=220$ мм; $A=20$ мм; $H=66$ мм

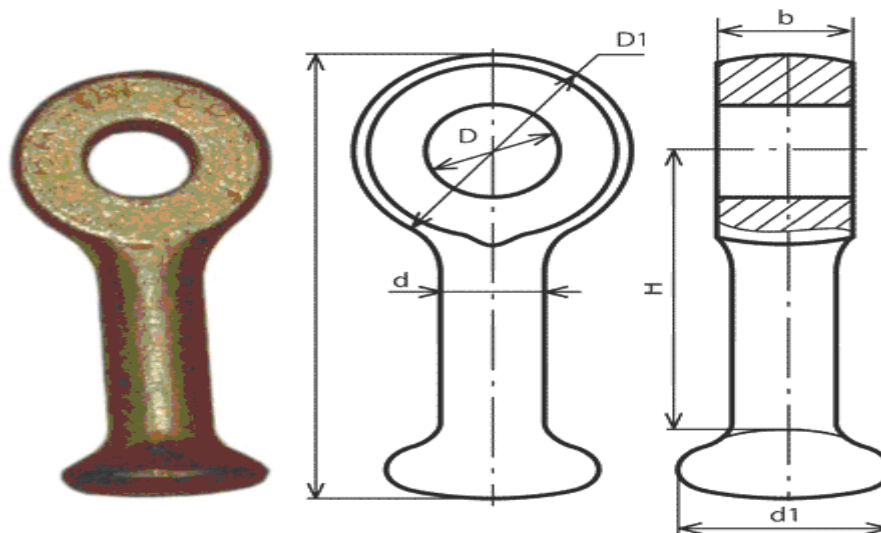


Рисунок 5.4 - Серьга СР-7-16

$D=17$ мм; $d=16$ мм; $A=65$ мм; $b=16$ мм

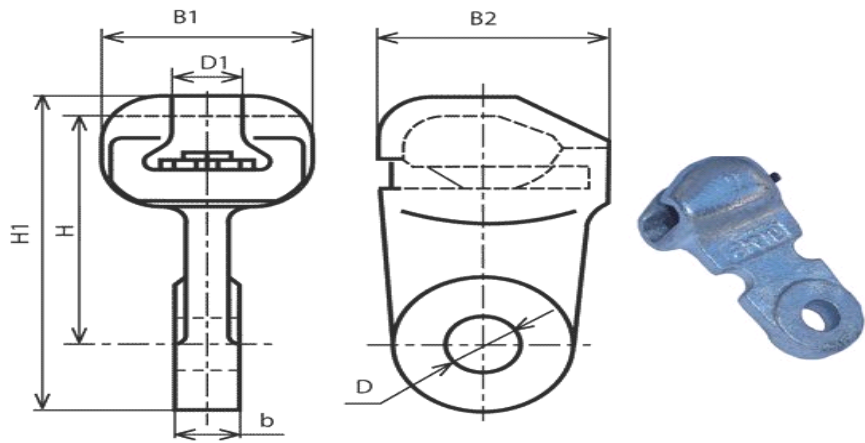


Рисунок 5.5 - Ушко У1-7-16

$D=17$ мм; $D1=19,2$ мм; $b=16$ мм; $H=104$ мм

Фактический вес поддерживающей гирлянды, даН:

$$G_{гир.ф} = n \cdot G_{из} + G_{арм.} \quad (5.16)$$

где $G_{из}$ – вес одного изолятора, даН; $G_{арм}$ – суммарный вес элементов арматуры, даН.

$$G_{гир.ф} = 7 \cdot 5,0 + 0,8 + 0,3 + 0,76 + 0,95 = 37,81 \text{ даН.}$$

Фактическая длина поддерживающей гирлянды, м:

$$\lambda_{гир.ф} = n \cdot H_{из} + H_{арм.} \quad (5.17)$$

где $H_{из}$ – высота одного изолятора, м; $H_{арм}$ – суммарная высота элементов арматуры, м.

$$\lambda_{гир.ф} = 7 \cdot 0,146 + 0,082 + 0,065 + 0,104 + 0,066 = 1,339 \text{ м.}$$

Получили $\lambda_{гир.ф} = 1,339$ больше, чем принятое в расчетах $\lambda = 1,3$.

Проверка соблюдения габарита.

Пересчитанная допустимая стрела провеса, м:

$$[f] = h_2 - \lambda - \Gamma, \quad (5.18)$$

$$[f] = 13,5 - 1,339 - 6 = 6,161 \text{ м.}$$

Проверка соблюдения требуемых расстояний от низшей точки провисания провода до земли по условию:

$$F \leq [f] = 6,161, \quad (5.19)$$

$$f_{\text{tmax}} = 3,24 < 6,161.$$

Условие соблюдается, т.е. такая длина гирлянды допустима.

Защита от вибрации осуществляется с помощью гасителей вибрации, представляющих собой два груза, закрепленных на стальном тросике (в соответствии с рисунком 5.6) с глухим креплением на проводе и применяются на больших переходах ЛЭП для предупреждения повреждения их от усталостных напряжений, вызываемых вибрацией.

Выбор гасителя вибрации осуществляется с учетом марки и сечения провода. Выбирается гаситель вибрации ГПГ-1,6-11-400/21. Для грозозащитного троса гаситель вибрации не требуется, так как $\sigma_{\text{тсп}} < 18,0$ даН/мм².

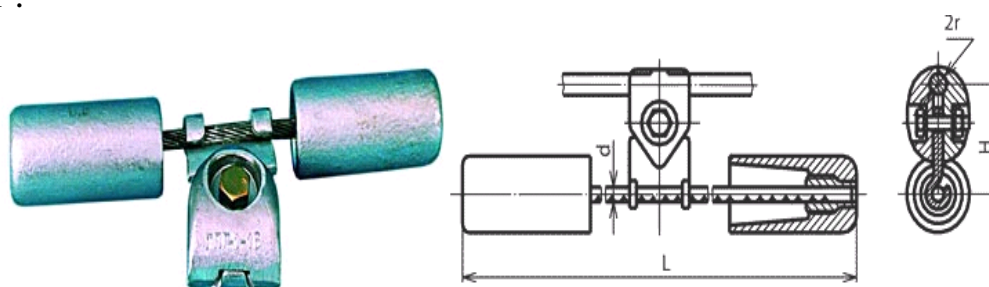


Рисунок 5.6 - Гаситель вибрации ГПГ-1,6-11-400/21

$$d=11 \text{ мм}; 2R=21 \text{ мм}; L=400 \text{ мм}; H=78 \text{ мм}$$

Расстояние от зажима до места крепления виброгасителя, мм:

$$l = 1,3 \cdot d \cdot \sqrt{\sigma_{\text{т.сп}} \cdot \frac{F}{G_n}}, \quad (5.20)$$

где d – диаметр провода, мм; G_n – вес одного метра провода, даН.

Тогда получим

$$l = 1,3 \cdot 17,1 \cdot \sqrt{7,987 \cdot \frac{173,2}{600/1000}} = 1067,4 \text{ мм} \approx 1,07 \text{ м.}$$

Произведен анализ испытаний искусственно загрязненных изоляторов, в результате чего пришли к выводу. Что при увлажнении их поверхностей влагой различной проводимости позволило получить зависимость пятидесяти процентного разрядного напряжения от величины удельной объемной проводимости и интенсивности увлажнений.

5.3 Изоляторы с системой ранней диагностики

Изоляторы с системой ранней диагностики состояния изоляции на напряжение 220кВ могут быть применены для воздушных линий электропередачи 220кВ. Они рассчитаны для применения в изолирующих поддерживающих и натяжных подвесках и выдерживают нагрузки 70кН. При ухудшении изоляционных характеристик полимерного изолятора происходит разрушение стеклянного сигнального элемента изолятора. Отсутствие сигнального элемента легко обнаружить визуально. Характеристики и присоединительные размеры изоляторов соответствуют международным стандартам IEC383, IEC 120, российским ГОСТ 27393, ГОСТ 11359.

Высоковольтные полимерные изоляторы АМКА-70/220 выпускаются серийно на основе композиционных материалов: высокопрочного стеклопластикового стержня диаметром 20 мм, защитной оболочки из кремнийорганической резины обладающей повышенной гидрофобностью и трекинговостойкостью из сырьевых материалов фирмы General Electric и показаны на рисунке 5.7. Изоляторы обладают повышенной сейсмостойкостью и устойчивостью к актам вандализма. Изоляторы АМКА-70/220 предназначены для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах электрических станций и подстанций с напряжением 220кВ. Технические характеристики приведены в таблице 5.2 [18].

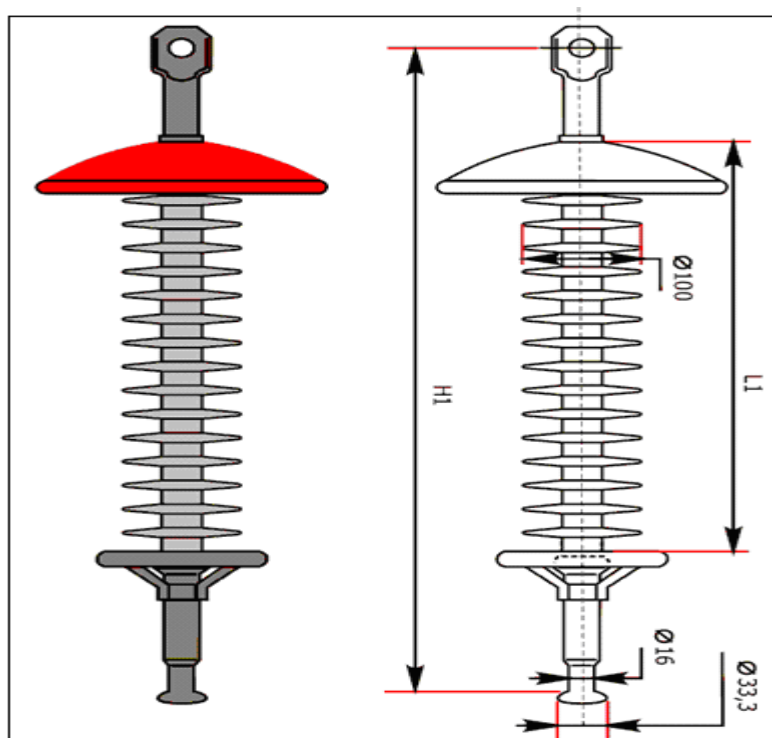


Рисунок 5.7- Внешний вид и габаритные размеры изолятора АМКА-70/220-А2 УХЛ1, АМКА-70/220-А4 УХЛ1

Таблица 5.2 - Технические характеристики

Показатель	АМКА-120/220-2 УХЛ1	АМКА-120/220- -4 УХЛ1
Строительная высота, мм	2010	2687
Длина изоляционной части, мм, L	1800	2477
Длина пути утечки, мм	5690	7900
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальная механическая разрушающая сила при растяжении, не менее, кН	120	120
Степень загрязненности (атмосферы)	2 (III-IV)	4 (VII)
Значение напряжения грозового импульса, кВ, не менее	980	1200
50%-ное разрядное напряжение промышленной частоты в загрязненном и увлажненном состоянии, кВ	260	260
При удельной поверхностной проводимости слоя загрязнения, мкСм	10	50
Верхний оконцеватель	пестик,проушина, гнездо	пестик,проушина, гнездо
Нижний оконцеватель	пестик, проушина	пестик, проушина
Масса, не более, кг	7,5	9,9

Система контроля изоляции.

Встроенная система контроля состояния высоковольтной изоляции позволяют контролировать состояние полимерного изолятора. Патентованная система позволяет идентифицировать начало всех типов разрушений полимерных изоляторов. Возможность раннего обнаружения ухудшения состояния изоляции позволяет своевременно провести плановые работы по замене изолятора без аварийного отключения линий электропередачи [18].

Таким образом, значительно возрастает надежность электроснабжения. Применение изоляторов АМКА-70/220 в составе изолирующей подвески позволяет точно и быстро идентифицировать проблемную подвеску в случае КЗ на линии.

Диагностика.

Система раннего обнаружения ухудшения характеристик изоляции примененная в изоляторе рассчитана на срабатывание при выходе из строя от 20% до 50% изолятора. Таким образом, система позволяет задолго до полного разрушения изолятора предупредить аварийное отключение линии. После срабатывания системы и сигнализации изолятор может нормально эксплуатироваться от 1 месяца до года. При плановом осмотре ВЛЭП

проблемный изолятор будет обнаружен для последующей плановой замены, как показано на рисунке 5.8.

В некоторых случаях разрушение изолятора может происходить достаточно быстро и совпасть с периодом между осмотрами. Тем не менее, даже если изолятор не был своевременно идентифицирован из-за отсутствия планового осмотра, при КЗ линии это можно сделать легко и быстро.

Изолятор при разрушении от 20% до 50% будет сигнализировать об этом отсутствием сигнального элемента.



Рисунок 5.8 - Система самодиагностики полимерных изоляторов АМКА

Возможно, за период с момента срабатывания сигнального элемента до полного выхода из строя изолятора эксплуатирующая организация не будет проводить плановые осмотры линии. В этом случае при наступлении аварийного отключения возможно легко и быстро найти проблемный изолятор на отключенной линии. Большинство изоляторов после срабатывания сигнализатора вполне работоспособны и могут эксплуатироваться в штатном режиме более полугода.

Если говорить об официальном опыте эксплуатации, когда изоляторы специально смонтированы для выделенного, под такую эксплуатацию линию, и прошло определенное количество лет эксплуатации, с протоколами, то нет.

В настоящий момент изоляторы проходят такую официальную опытную эксплуатацию на линиях 35кВ, 110кВ, 220кВ в России и Беларуси.

Однако если учесть, что в электрической и механической части изоляторы АМКА ни чем не отличаются от обычных полимерных изоляторов, то опыт эксплуатации покажет только эффективность самодиагностики (или неэффективность). В части высоковольтной изоляции опытная эксплуатация изоляторам АМКА не требуется в силу использования стандартной изоляционной конструкции изоляторов ЛК, находящихся в эксплуатации в России более 20 лет на напряжения до 500кВ.

Самопроизвольное разрушение контрольных элементов очень мало и составляет менее 0.01% за первый год, т.е. в первый год возможно самопроизвольное разрушение одного контрольного элемента из 1000 изоляторов. В последующие годы эта цифра снижается на еще на порядок.

Статистические данные для этой информации взяты из статистики самопроизвольного разрушения стеклянных закаленных изоляторов, так как механизм самопроизвольного разрушения у них идентичен.

Ложным срабатыванием можно назвать разрушение от расстрела индикаторов огнестрельным оружием. Однако при таком разрушении возможно и повреждение полимерного изолятора дробью. Стоит обратить на такой изолятор внимание. В этом случае это было не ложное срабатывание. К слову сейчас разрабатываются антивандальные формы индикаторного элемента. Ложным срабатыванием можно назвать срабатывание от удара молнии. Но это говорит об отсутствии грозозащиты или об ухудшении ее характеристик, и тоже определенным образом информирует.

Индикаторы состояния изоляции.

Индикаторы состояния изоляции на напряжение могут быть применены совместно с любыми типами подвесных изоляторов воздушных линий электропередачи на напряжение. При ухудшении состояния высоковольтной изоляции происходит разрушение контрольного элемента индикатора. Индикаторы учитывают уровень возможного перенапряжения в линиях соответствующего класса напряжения. Присоединительные размеры индикаторов соответствуют международным стандартам IEC 120, российскому ГОСТ 27393.

Индикаторы состояния высоковольтной изоляции позволяют контролировать состояние изоляции совместно работающих любых типов изоляторов. Возможность раннего обнаружения ухудшения состояния изоляции позволяет своевременно провести плановые работы по замене без аварийного отключения линий электропередачи. Таким образом значительно возрастает надежность электроснабжения. Применение индикаторов в составе изолирующей подвески выполненной на основе полимерного изолятора позволяет точно и быстро идентифицировать проблемный изолятор в случае КЗ на линии. Именно проблемы с обнаружением вышедших из строя стержневых полимерных изоляторов типа ЛК привели к разработке индикаторов АМКА.

Индикатор рассчитан на срабатывание при выходе из строя не более 50% изолятора. Это позволяет в зависимости от условий эксплуатации изолятору выполнять свою функцию от 1 месяца до года. Таким образом при очередном плановом осмотре ВЛЭП проблемный изолятор будет идентифицирован для последующей замены. При решении о сроке оставшейся эксплуатации и времени замены изолятора необходимо руководствоваться рекомендациями приведенными специалистами АМКА на данном сайте, в каталоге и в специализированном издании. Решение должно учитывать степень загрязнения атмосферы, грозовой период, категорию потребления.

В некоторых случаях разрушение изолятора может происходить достаточно быстро и совпасть с периодом между осмотрами. Тем не менее, даже если изолятор не был своевременно идентифицирован из-за отсутствия планового осмотра, при КЗ линии это можно сделать легко и быстро. В этом

случае индикатор при разрушении изолятора от 20% до 50% будет сигнализировать отсутствием сигнальной сферы. Но с момента начала сигнализации до момента разрушения изолятора эксплуатирующая организация не будет оповещена в силу отсутствия в это время плановых осмотров линии. Это может произойти либо по причине слишком быстрого разрушения изолятора за срок менее месяца, либо по причине слишком большого периода между осмотрами более полугодом. Большинство изоляторов после срабатывания сигнализатора вполне работоспособны и могут эксплуатироваться в штатном режиме более полугодом. Индикаторы АМКА рассчитаны для применения в изолирующих поддерживающих и натяжных подвесках на напряжение 35кВ, 110кВ, 220кВ, 330кВ и выдерживаемые нагрузки 70кН, 120кН, 160кН.

Индикаторы применяются для совместного использования в составе существующей изолирующей подвески на основе полимерных изоляторов, при проведении реконструкции или ремонтов. При проектировании новых линий электропередачи желательно применение изоляторов со встроенной системой ранней диагностики на соответствующее напряжение.

Система диагностики встроенная в изолятор учитывает особенности эксплуатации изолятора: рабочее напряжение, длину пути утечки и степень загрязнения атмосферы, воздушный промежуток и другие характеристики.

Присоединительные размеры индикаторов соответствуют стандартам на присоединительные размеры линейной арматуры и высоковольтных изоляторов.

5.4 Применяемые методики по оценке надежности характеристик и срока службы полимерных изоляторов в эксплуатации

Для оценки срока службы полимерных изоляторов была разработана установка, позволяющая проводить ускоренные испытания на старение образцов. В состав испытательной установки входит камера (испытательная климатическая камера), внутри которой моделируются реальные климатические условия, характерные для данного географического района (Корея). Такие ускоренные испытания были проведены согласно стандартам компании, в основу которых легли публикации МЭК 61109.

Далее была проведена оценка срока службы полимерных изоляторов путем измерения и сравнения токов утечек, как показателя электрического старения, а также таких признаков визуального старения поверхности изолятора, как следы эрозии и изменение гидрофобности поверхности [19].

Исследование материалов.

Научно-исследовательский институт KEPRI, входящий в группу KEPCO располагает широким спектром оборудования для проведения разных типов испытаний изоляционных материалов, включая жидкие диэлектрики. На этом оборудовании проводятся испытания для оценки характеристик старения

материала защитного покрытия, а также стеклопластикового стержня полимерного изолятора. Высокие параметры и характеристики полимерных изоляторов в отношении стойкости к загрязнениям обеспечиваются благодаря отлчительно высокой гидрофобности поверхности изолятора в условиях загрязнения и увлажнения. Однако в силу слабых внутренних связей полимерных материалов гидрофобные свойства поверхности изолятора могут быть временно или даже совсем потеряны в результате комплексного воздействия электрических нагрузок и климатических факторов в условиях эксплуатации. Поэтому для оценки такого комплексного воздействия специалистами КЕРСО было выбрано именно испытание на старение образца и предложена соответствующая методика. По окончании испытаний сравнивались характеристики защитной оболочки состаренных образцов с таковыми для нового изолятора. Далее продолжались электрические испытания образцов. Каждый год (начиная с 2001 г.) КЕРРІ проводило свое независимое исследование.

Целью такого исследования являлось получение информации об опыте эксплуатации полимерных изоляторов, установленных в прибрежных зонах и промышленных районах с высоким уровнем загрязнений.

Установка компании КЕРСО для проведения испытаний полимерных изоляторов на старение.

Установка была спроектирована с учетом рекомендаций МЭК 61109 (ускоренные испытания на старение полимерных изоляторов). Внешний вид установки и внутренней камеры показан на рисунке 5.9. Камера, в которую устанавливаются изоляторы для испытаний, имеет общий объем в 10 куб.м. Внутри камеры могут быть воспроизведены следующие воздействия, обуславливающие факторы старения: искусственный дождь, ультрафиолетовое излучение, переменные температурные нагрузки, влажность, соляной туман, продольное растяжение, неравномерное электрическое поле. В камере можно одновременно разместить 16 образцов полимерных изоляторов на класс напряжения до 35 кВ включительно. 12 испытываемых образцов могут быть установлены в вертикальной плоскости, остальные 4 образца – в горизонтальной плоскости.

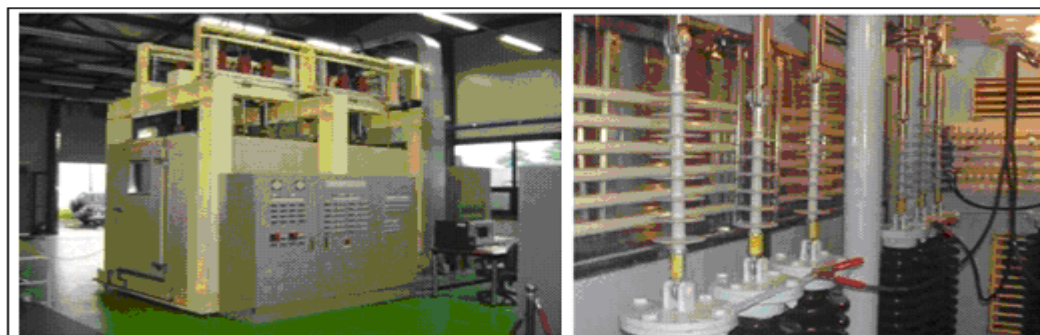


Рисунок 5.9- Испытательная установка компании КЕРСО

Цикл испытаний показан на рисунке 5.9. Данный цикл соответствует циклу испытаний полимерных изоляторов на класс напряжения 138 кВ согласно EPRI/EPL и включает последовательности летнего и зимнего циклов. Однако вследствие региональных климатических отличий параметры действующих нагрузок и длительность циклов отличается от аналогичных для EPRI/EPL методик. Для летнего цикла длительность испытаний составляет 10 дней, для зимнего цикла – 11 дней. Структура цикла испытаний сформирована с учетом анализа метеоданных за 30 лет и присутствующих климатических особенностей. Параметры нагрузок приведены ниже:

- максимальное испытательное напряжение: $1.1U_0$ (U_0 – фазное напряжение, кВ);
- температура/влажность: 15–50°C/60–95% (лето); -5–15°C/30–60°C - (зима);
- ультрафиолетовое излучение: 1 мВт/см² (U_{V-B} флуоресцентная лампа);
- продольная нагрузка на растяжение: 2400 кг;
- чистый дождь: интенсивность – 4 мм/мин.;
- соляной туман;
- время старения: 3000 ч.

Ускоренные испытания на старение, выполненные независимой лабораторией. Полимерные изоляторы, подготовленные для испытаний на старение, представлены в таблице 5.3. Образцы 16-ти изоляторов установлены в испытательной камере. Материалы защитных покрытий образцов – EPDM (этилен-пропилен-диен-мономер) и SIR (кремнийорганическая резина).

Таблица 5.3 - Характеристики испытываемых образцов

Образец №	Длина пути утечки, мм	Материал защитной оболочки	Число испытываемых образцов	Страна производитель
1	785	EPDM	4	-
2	822	EPDM	4	Корея
3	898	EPDM	4	Корея
4	834	EPDM	4	Корея

В течение 3000 ч испытаний постоянно измерялся ток утечки с целью получения необходимых характеристик старения образцов. По окончании испытаний на старение был проведен визуальный осмотр и далее образцы подвергались электрическим испытаниям. Для сравнения полученных характеристик были демонтированы образцы изоляторов одного типа, установленные в прибрежной зоне и находившиеся в эксплуатации 4 – 12 лет.

Проведено сравнение результатов испытаний с характеристиками демонтированных состаренных образцов, а также новых изоляторов.

Оценка состояния состаренных полимерных изоляторов в испытательной камере.

Из проведенных лабораторных испытаний на старение были получены важные результаты. Потеря гидрофобности EPDM образцов наглядно проявлялась уже после 50 ч испытаний. Был проведен визуальный осмотр защитной оболочки после 500 ч.

Наблюдаемые изменения носили одинаковый характер с изменениями образцов полимерных изоляторов, находившихся в условиях эксплуатации в течение 4-х лет. После 3000 ч такие внешние проявления, как легкая эрозия, появление дорожек на поверхности защитной оболочки, изменение цвета совпадали с теми же внешними признаками, характерными для изоляторов, работавших на протяжении 13 лет в распределительной сети в условиях повышенных солевых отложений на поверхности.

а) визуальный осмотр.

На рисунке 5.10 представлены фотографии лабораторных состаренных образцов полимерных изоляторов после 3000 ч от момента начала испытаний.

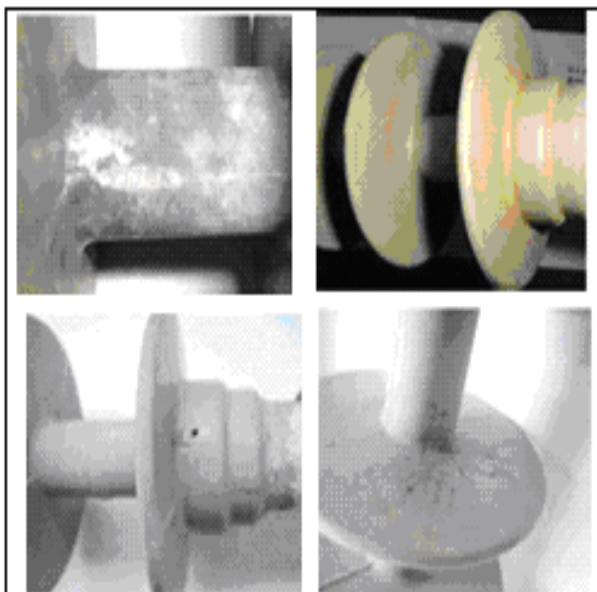


Рисунок 5.10 - Дефекты полимерных изоляторов после 3000 ч старения в испытательной камере

Было обнаружено несколько повреждений на ребрах образцов. На образцах с EPDM-оболочкой были отмечены легкая эрозия по линии шва и изменение цвета защитной оболочки, видны следы пробоя на границе раздела «оболочка-оконцеватель». Среди этих повреждений причина пробоя была отнесена к производственному дефекту: на границе раздела «оболочка-оконцеватель» имело место увеличение газового пузыря вследствие изменения температуры при циклических испытаниях, и пробой произошел после приложения напряжения. Однако, кроме потери гидрофобности у образцов №3 (с самой большой длиной пути утечки) и №4 (с оболочкой из кремнийорганической резины) не было выявлено ни единого повреждения (дефекта). При сравнении состаренные образцы изоляторов, снятые с

эксплуатации, и лабораторные образцы после испытаний имели схожие повреждения. На полевых образцах так же были обнаружены следы легкой коррозии, изменение цвета оболочки, выделение наполнителя на ребрах.

б) Результаты проведенных испытаний на пробой образцов изоляторов.

После 3000 часовых испытаний на старение образцов проведено испытание на сквозной пробой согласно указаниям IEEE Std. 1024. Все образцы при испытаниях находились в вертикальной плоскости. Разрядное напряжение для сухого образца и импульсное пробивное напряжение положительной полярности незначительно разнятся для изначального и состаренного в течение 3000 ч изоляторов, в то время как влагоразрядные напряжения для тех же образцов изменяются в больших пределах. Это связано со снижением гидрофобности.

Установка для проведения полевых испытаний аппаратов с полимерной изоляцией.

Для оценки состояния и анализа характеристик изоляции в полевых условиях при длительном старении компания КЕРСО в 2002 г. спроектировала испытательную станцию наружного исполнения и установила ее в прибрежной зоне с повышенным уровнем загрязнений атмосферы. С помощью данной установки возможно измерять не только такие характеристики полимерного изолятора, как ток утечки, но и метеорологические данные (температура, влажность, уровень осадков, направление и скорость ветра). Эти данные сохраняются в устройстве мониторинга лаборатории КЕРСО. Данная установка располагает тремя типами полимерных изоляторов, двумя типами ОПН в полимерном корпусе и другими устройствами. Общее число единиц установленной на станции электротехнической аппаратуры с полимерной изоляцией насчитывает 120 шт.

Испытуемые изоляторы были смонтированы на установке и находились под напряжением 22.9 кВ в течение 5 лет. На рисунке 5.11 представлено конструктивное исполнение испытательной станции с высотой каркаса 16 м и установленными на нем полимерными изоляторами. Для получения детальной информации о степени старения полимерной изоляции один из образцов изолятора был препарирован. При этом исходный образец нового изолятора хранился в лаборатории компании, где изучались его свойства.

Оценка состояния полимерных изоляторов в эксплуатации.

Результаты проверки состояния полимерных изоляторов, находящихся в эксплуатации, несут важную информацию для принятия решений, касающихся выбора, координации и обслуживания полимерных изоляторов и таким образом помогают продлевать ожидаемый ресурс и избегать нежелательных последствий и преждевременных отказов изоляции.

Впервые полимерные изоляторы североамериканского производителя были установлены в распределительной сети в прибрежной зоне в 1992-1994 гг.

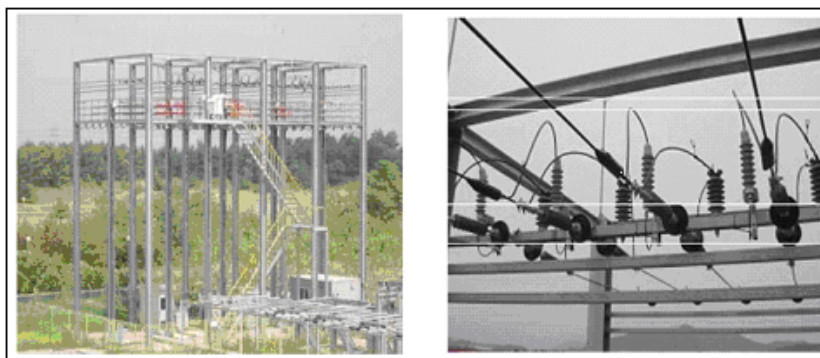


Рисунок 5.11 - Полигон станции КЕРСО для испытания полимерных изоляторов и аппаратов с изоляцией на полимерной основе (ОПН, вводы и т.д.)

Ежегодно проводила сбор информации о состоянии состаренных образцов изоляторов (начиная с 1999 г). Образцы для проведения испытаний были демонтированы с линии и отправлены в лабораторию компании для проведения электрических и механических испытаний, а также химического анализа. Для сравнения полученных результатов были проведены испытания исходного нового изолятора того же типа.

Визуальный осмотр.

Результаты испытаний демонтированных образцов показали снижение гидрофобности поверхности, слабую эрозию и коррозию металлических оконцевателей. На рисунке 5.12 представлены фотографии подвесных полимерных изоляторов, имеющих явные следы старения. В условиях загрязнения эффект коронирования вблизи защитной оболочки или протекание токов утечки вызывает эрозию или пробой оболочки. После завершения испытаний класс гидрофобности поверхности был на уровне НС6, однако, уже после 2-3 дней пребывания в лаборатории гидрофобность самовосстановилась до уровня, соответствующего классу НС5. В рамках исследования гидрофобность поверхности изоляторов классифицировалась по НС.

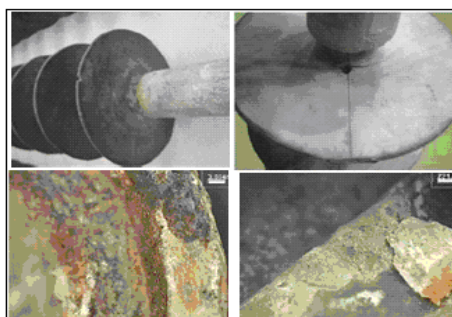


Рисунок 5.12 - Подвесные полимерные изоляторы, имеющие явные следы старения

Для предотвращения попадания влаги внутрь изолятора должна быть обеспечена герметичность соединения металлического оконцевателя с телом полимерного изолятора. Развитие коррозии оконцевателя приводит к нарушению герметичности соединения и зачастую к развитию внутреннего пробоя по телу изолятора. На рисунке 5.13 показаны также фотографии состояния EPDM покрытия изолятора после 7-ми и 10-ти лет эксплуатации, полученные с помощью растрового микроскопа.

Степень загрязнения как параметр защитной оболочки полимерного изолятора.

В ходе исследований было проведено измерение степени загрязнения EPDM защитной оболочки полимерного изолятора, установленного в условиях повышенных загрязнений (прибрежная зона).

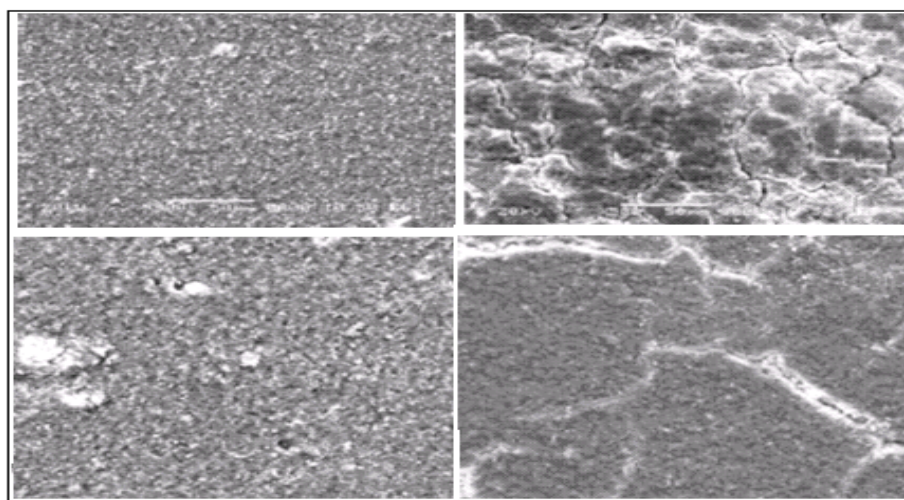


Рисунок 5.13 - Фотографии признаков старения полимерных

изоляторов в условиях эксплуатации: а - состояние EPDM покрытия после 10 лет эксплуатации (слева: состояние нового покрытия;

справа: состояние покрытия после 10 лет); в - состояние EPDM покрытия после 7 лет эксплуатации (слева: состояние нового покрытия; справа: состояние покрытия после 7 лет)

На рисунке 5.14 показано, что уровень загрязнения полимерного изолятора практически не изменяется со временем и имеет некоторое усредненное значение. При этом загрязнения не влияли на его свойства и эксплуатационные характеристики.

Степень же загрязнения фарфорового изолятора изменялась в широком диапазоне и была значительна выше усредненного значения степени загрязнения полимерного изолятора. Результаты многочисленных измерений степени загрязнения полимерного изолятора показали относительно высокую стойкость к загрязнениям. Горизонтальное расположение подвесных полимерных изоляторов способствовало самоочищению их поверхности в условиях дождя.

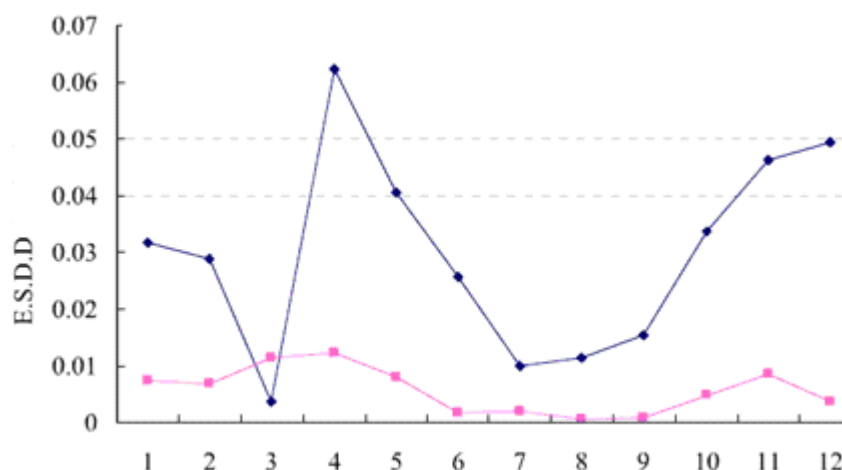


Рисунок 5.14- Графики изменения критерия эквивалентной соли ESDD в течение года для фарфорового и полимерного изоляторов, установленных в районе побережья

Механические испытания.

Испытания на механическую прочность были проведены для проверки возможного снижения величины выдерживаемой удельной механической нагрузки с течением времени при эксплуатации. Несмотря на суровые условия за все время эксплуатации не было зарегистрировано ни единого случая снижения величины выдерживаемой удельной механической нагрузки. Следует отметить, что влага в узле крепления металлического оконцевателя полимерного изолятора приводит к коррозии оконцевателя.

В случае развития сильной коррозии металла влага может беспрепятственно проникать к границе раздела «стеклопластиковый стержень – металлический оконцеватель». Микротрещины в теле изолятора по размеру могут быть значительно крупнее тех дефектов, которые могут развиваться в условиях переменных механических нагрузок и вибраций в эксплуатации. Результатом появления таких микротрещин в теле изолятора является снижение величины выдерживаемой им механической нагрузки.

Исследование химического состава.

С целью оценки проведения диагностирования и оценки состояния защитной оболочки полимерного изолятора в условиях старения был проведен химический анализ проб. Для выявления деструкционных процессов внутри изоляции в процессе старения был применен метод инфракрасной спектроскопии на основе преобразования Фурье.

Химический анализ на базе электронной микроскопии был использован для проведения идентификации элементов, присутствующих на верхних слоях поверхности изолятора. Технология сканирующей электронной микроскопии применялась для изучения структуры и состояния поверхности, а в комплексе с технологией энергодисперсионно рентгеномископии – для анализа химического состава на поверхности оболочки с целью выявления снижения

молекулярного веса кремнийорганической резины в условиях загрязнений. Проведенные исследования в компании КЕРСО не выявили какой-либо существенной деградации материала защитной оболочки.

Электрические испытания.

При исследовании разрядных процессов предлагается методика анализа фрактальной размерности структур, которая является подходом, в основе которого лежит дискретизация или разбиение сложного природного процесса на ряд элементарно простых. В процессе старения полимерного изолятора растет уровень скользящих разрядов по его поверхности. Согласно рекомендациям МЭК 60587 к полимерному изолятору после выдерживания его в воде прикладывается переменное напряжение 45 кВ с целью инициирования искусственных разрядов на поверхности изолятора. Поверхностные разряды фотографируются, и далее полученное изображение подвергается обработке с целью расчета фрактальной размерности структур. После этого проводится разбиение структуры на ряд элементарных поверхностных разрядов.

Для каждого изолятора проводилось 3 цикла испытаний. В каждом цикле общее число разрядов было на уровне 10. После каждого цикла испытаний образец выдерживался в нормальных условиях в течение 24 ч (время релаксации). Из результатов испытаний был получен тот факт, что фрактальная размерность EPDM защитного покрытия непрерывно увеличивалась, как показано на рисунке 5.15 после выдержки испытуемых образцов в течение суток, в то время как фрактальная размерность кремнийорганической резины стремилась сохранить параметры первоначальной размерности структуры после выдержки в течение того же интервала времени (24ч). Далее предпринимались попытки оценить связь полученных результатов с изменением гидрофобности поверхности защитного покрытия полимерных изоляторов. К настоящему времени работы по идентификации связи между величиной фрактальной размерности и ресурсом изолятора пока не завершены.

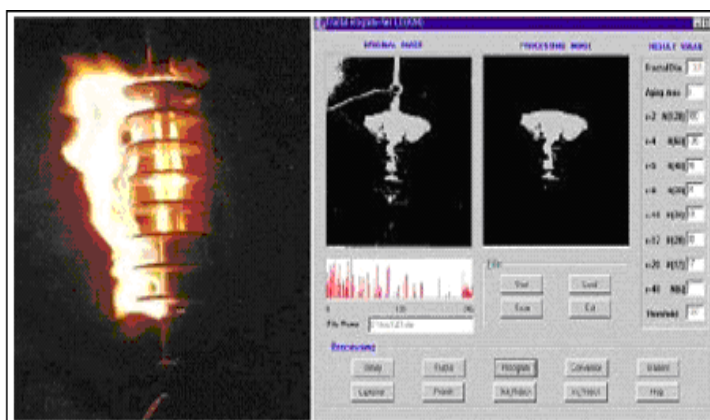


Рисунок 5.15 - Оценка степени старения полимерного изолятора с помощью анализа фрактальной размерности структур

Отказы полимерных изоляторов в сетях.

Несмотря на то, что полимерные изоляторы уже применяются на протяжении 15-ти лет в распределительных сетях, в КЕРСО не случилось ни одной аварии вплоть до 2005 г.

Проникновение влаги в структуру стеклопластикового стержня возможно по нескольким причинам. Одной из причин является возникновение микротрещин в структуре стержня при нарушениях технологического процесса производства. Данные микротрещины способствуют проникновению влаги в структуру стеклопластикового стержня. Молекулы воды легко проникают в структуру диэлектрика. В конкретном случае из опыта компании КЕРСО перекрытие полимерных изоляторов произошло вследствие проникновения и накопления влаги в структуре стеклопластикового стержня с характерными микротрещинами, как показано на рисунке 5.16.

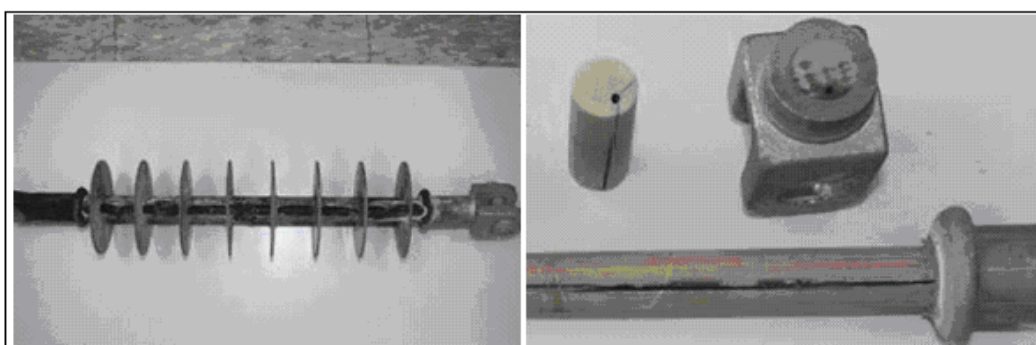


Рисунок 5.16 - Диэлектрический пробой тела полимерного изолятора

Полимерным изоляторам свойственно не проявлять наличие внутренних дефектов, которые могут возникать вследствие их конструктивных особенностей и технологического процесса производства. Контроль качества на всех этапах изготовления изолятора требует огромных инвестиций в оборудование и персонал предприятия, что приводит к росту себестоимости выпускаемой единицы продукции.

Таким образом, на первый план встает задача обеспечения надежной работы полимерных изоляторов в эксплуатации. При решении этой задачи приходится сталкиваться с рядом проблем, в том числе: старение полимерных материалов, обеспечение качества при производстве, диагностика и оценка технического состояния полимерных изоляторов, обнаружение дефектных изоляторов.

Одним из доступных способов диагностики изоляторов отмечается использование тепловизоров. Одной из основных задач, определяемых является разработка критериев для возможной диагностики и оценки состояния полимерных изоляторов и оборудования с полимерной изоляцией.

6 Экономическая часть

6.1 Цели разработки проекта

Целью разработки проекта является строительство подстанции 110/37.5/10 кВ и прилегающих к ней кабельной линии 10 кВ.

Строящаяся подстанция предназначена для реализации электроэнергии судостроительному заводу Актауского района со стороны 10 кВ.

Проектируемую подстанцию и прилегающие к ней кабельной линии предполагается разместить вне населенных пунктов. Сооружение КЛ 10 кВ предполагается с использованием траншеи.

Для строительства подстанции, передачи электроэнергии по тарифу, который ниже действующего, создается ТОО «Рустэм и К^о», чтобы создать конкуренцию действующей монопольной организации на розничном рынке по передаче электроэнергии.

Целью создания ТОО – получение прибыли от передачи электроэнергии с шин подстанции до потребителя.

Анализ рынка сбыта. Проведя анализ энергоснабжения потребителей данного района, мы можем предположить, что строительство межсистемной связи нашего ТОО «Рустэм и К^о» позволит нам продавать дополнительную электроэнергию районным потребителям. При этом снижается дефицит электроэнергии данном районе.

Экологическая ситуация в районе размещения электросети находится в пределах установленных санитарных норм.

Строительство подстанции и прилегающих сетей не приведет к ухудшению экологической ситуации в районе.

6.2 Тарифы на электроэнергию

Применительно к электросетевым объектам оценка результатов производственной деятельности образуется от продажи дополнительно поступающей электроэнергии в сеть.

Для стоимостной оценки результата используются действующие цены и тарифы Т=14,7 тенге за 1 кВт ч. Тариф на отпуск электроэнергию будет складываться из тарифа энергопроизводящей организации, городских сетей или АРЭК, национальных электрических сетей, а также установленного тарифа ТОО.

6.3 Организационный и юридический план

На нашей подстанции будет установлено новейшее оборудование, новейшая релейная защита мировых производителей, что позволит нам

обеспечивать высокий уровень надежности электроснабжения судостроительного завода.

Для осуществления строительства и эксплуатации рассматриваемого энергообъекта создается Товарищество с ограниченной ответственностью с привлечением средств за счет выпуска акций и заемного капитала потенциальных инвесторов.

В примере структура финансирования суммарных инвестиций принята следующей: 65% акционерного капитала и 35% заемного с выплатой последнего равными долями в течение десяти лет начиная со второго года эксплуатации энергообъекта.

6.4 Расчет технико-экономических показателей подстанции и ЛЭП

Определим капитальные вложения в строительство подстанции.

Капитальные затраты на сооружение подстанции определяются составом оборудования [23]:

$$K_{П/СТ} = (\sum K_i \cdot n_i + K_{пост}) \cdot \alpha_p, \quad (6.1)$$

где K_i - расчетные стоимости распределительных устройств, трансформаторов, а также дополнительные капиталовложения линейных ячеек, оборудованных высокочастотной связью;

n_i - соответственно число единиц перечисленного оборудования;

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат по подстанции, малозависящая от мощности подстанции;

α_p - коэффициент, учитывающий район сооружения.

Мы рассчитываем только затраты на ячейки и на трансформаторы, а все остальные затраты у нас входят в постоянные затраты.

В основной части проекта был осуществлен выбор коммутационного оборудования 110 кВ, необходимого для организации внешнего электроснабжения судостроительного завода. Приведем в таблице 6.1 принятые значения капитальных вложений в покупку выбранного оборудования.

Определим долевое участие завода:

$$\gamma_1 = \frac{S_{ЛЭП110}}{2S_{ном.тр}} = \frac{18376,26}{2 \cdot 25000} = 0,37,$$

$$\gamma_2 = \frac{I_{ав В1,В2}}{I_{н В1,В2}} = \frac{125,51}{2500} = 0,05,$$

$$\gamma_3 = \frac{I_{ав В3}}{I_{н В3}} = \frac{125,51}{2000} = 0,06.$$

Таблица 6.1 – Параметры инвестиционного проекта

Тип оборудования	Капитальные вложения для единицы оборудования, тенге	Количество, шт.	Стоимость в млн.тг
Элегазовые выключатели:			
а) В1, В2	12 500 000	2	25
б) В3		1	12,5
в) В4, В5, В6, В7		4	50
Повысительный трансформатор	192 200 000	2	384,4
Трансформатор ГПП	59 000 000	2	118
ОПН	760 000	4	3,040
Разъединитель	5 200 000	4	20,8
ВЛ 6,5 км	750 000	2	1,5
Итого			615,24

Капитальные затраты на все оборудование и ЛЭП:

$$\begin{aligned} K &= 2\gamma_1 K_{тр} + 2\gamma_2 K_{В1,В2} + \gamma_3 K_{В3} + 4K_{В4-В7} + \\ &+ 4K_{Р1-Р4} + 4K_{ОПН} + 2K_{ЛЭП} + 2K_{ГПП} = \\ &= 2(\gamma_1 K_{тр} + \gamma_2 K_{В1,В2} + K_{ЛЭП} + K_{ГПП}) + \gamma_3 K_{В3} + \\ &+ 4(K_{В4-В7} + K_{Р1-Р4} + K_{ОПН}) = \\ &= [2(0,37 \cdot 192,2 + 0,05 \cdot 12,5 + 0,75 + 59) + 0,06 \cdot 12,5 + \\ &+ 4(12,5 + 5,2 + 0,76)] \times 10^6 = (262,978 + 0,75 + 73,84) \cdot 10^6 = \\ &= 337\,568\,000 \text{ тенге.} \end{aligned}$$

Определение ежегодных издержек производства. Издержки производства п/ст и прилегающих сетей связаны с затратами на содержание подстанции, распределительных устройств и линий электропередач.

Для оборудования подстанции и ВЛ 110 кВ на железобетонных опорах нормы амортизации соответственно равны: $E_{а п/ст} = 0,063$; $E_{а ЛЭП} = 0,028$. Тогда для ускоренной амортизации примем следующие коэффициенты: $E_{а п/ст}' = 0,12$; $E_{а ЛЭП}' = 0,05$.

Рассчитаем годовые отчисления на амортизацию:

$$I_{а п/ст} = E_{а п/ст}'(K - 2K_{ЛЭП}) = 0,12(337,568 - 1,5) \cdot 10^6 = 40\,328\,160 \text{ тенге,}$$

$$I_{a \text{ ЛЭП}} = 2E_{a \text{ ЛЭП}} \cdot K_{\text{ЛЭП}} = 0,05 \cdot 1,5 \cdot 106 = 75 \text{ 000 тенге,}$$

$$I_{a\Sigma} = I_{a \text{ п/ст}} + I_{a \text{ ЛЭП}} = 40 \text{ 328 160} + 75 \text{ 000} = 40 \text{ 403 160 тенге.}$$

Себестоимость передачи электроэнергии:

$$S = \frac{\sum I_{\text{передача}}}{\mathcal{E}_{\text{год}}} \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \quad (6.2)$$

Себестоимость передачи электроэнергии:

$$s_{\text{перед}} = \frac{40,403}{39,81} = 1,01 \text{ тенге/кВт} \cdot \text{ч.},$$

где $\mathcal{E}_{\text{год}} = 9953,5 \cdot 4000 = 39,81$ млн. кВт·ч – годовое энергопотребление завода.

6.5 Объем реализации

Стоимость электроэнергии:

$T = 14,7$ тенге/кВтч – тариф за электроэнергию.

ТОО «Рустэм и К^о» заключает договора по поставке электроэнергии со следующими поставщиками:

$T_{\text{гор.сети}}$ (РЭК) = 3,8 тенге/кВтч – тариф за передачу электроэнергии городским сетям или РЭК;

$T_{\text{эпо}}$ = 5,1 тенге/кВтч – тариф за электроэнергию, установленный энергопроизводящей организацией;

$T_{\text{НЭС}}$ = 1,8 тенге/кВтч – тариф на услуги по передаче электроэнергии по национальным электрическим сетям.

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии судостроительному заводу ТОО «Рустэм и К^о» составит:

$$V_{\text{ТОО «Рустэм и Ко»}} = T \cdot \mathcal{E}_{\text{год}} = 14,7 \cdot 39,81 = 574,77 \text{ млн. тенге}$$

Из прогнозируемой выручки ТОО «Рустэм и К^о» произведет следующие выплаты:

- Выплаты по договору ТОО «Рустэм и К^о» составят

$$B_{\text{ТОО «Рустэм и Ко»}} = 0,14 \cdot 39,81 = 5,57 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты городским сетям за передачу электроэнергии составят:

$$B_{\text{горсеть}} = 3,8 \cdot 39,81 = 151,279 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты национальным электрическим сетям составят:

$$V_{\text{НЭС}} = 1,8 \cdot 39,81 = 71,658 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты энергопроизводящим предприятиям составят

$$V = 5,1 \cdot 39,81 = 203,031 \text{ млн. тенге}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии составит:

$$Pr = 574,77 - 5,57 - 151,279 - 71,658 - 203,031 = 143,232 \text{ млн. тенге}$$

Чистая прибыль за вычетом налога 20% составит:

$$ЧПр = Pr(1 - 0,2) = 143,232 \cdot 0,8 = 114,586 \text{ млн. тенге}$$

Полученная прибыль будет направлена на погашения инвестиционных средств и кредита и составит 60% от чистой прибыли:

$$Pr = 114,586 \cdot 0,6 = 68,751 \text{ млн. тенге}$$

Срок окупаемости сооружаемой ЛЭП для ТОО «Рустэм и К^о» составит:

$$PP = \frac{\sum K_{n/cm, ЛЭП}}{Pr} = \frac{337,568}{68,751} \approx 4,9 \text{ лет}$$

6.6 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

В качестве основных показателей и критериев финансово-экономической эффективности инвестиций в условиях рыночных отношений использованы

1) простые показатели:

- простая норма прибыли - простая норма рентабельности инвестиций; сравнение расчетной величины с минимальным или средним уровнем доходности (процентной ставки по кредитам, облигациям, ценным бумагам, депозитным вкладам) приводит к заключению о целесообразности дальнейшего анализа данного проекта;

- простой срок окупаемости капитальных вложений; представляет собой период времени, в течении которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции, определяет период в течении которого объект будет работать на "себя", т.е. получаемый объем чистого дохода засчитывается как возврат

первоначально инвестированного капитала;

- срок предельно-возможного полного возврата банковских кредитов и процентов по ним; определяет период в течении которого полностью возвращаются банковские ссуды за счет дохода от реализации продукции (определяется при наличии заемного капитала).

2) интегральные показатели:

- чистый дисконтированный доход; расчет этого показателя производится дисконтированием чистого потока платежей (чистого дохода); критерием финансовой эффективности инвестиций в сооружение объекта является условие: $E_d > 0$, тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала);

- внутренняя норма доходности; определяется значением нормы дисконтирования, при котором чистый дисконтированный доход становится равным нулю; критерием эффективности инвестиций в сооружение проектируемого объекта служит условие превышения внутренней нормы доходности над средней величиной норматива дисконтирования: $E_{Вн} > E_{ср}$;

- срок окупаемости дисконтированных затрат; характеризует период, в течение которого полностью возмещаются дисконтированные капитальные вложения за счет чистого дохода, получаемого при эксплуатации объекта; критерием экономической эффективности инвестиций в сооружение объекта служит выражение $T_{ок} < T_p$.

Для инвестиционных проектов принята система оценочных критериев, которые позволяют определить его эффективность, выбрать из нескольких инвестиционных проектов наиболее приемлемый с точки зрения инвестора, определить отдачу денежных потоков, выбрать наиболее рациональную цену капитала, а так же решить ряд других задач.

Система критериев характеризуется следующими особенностями:

– Инвестиции и денежные потоки должны быть сопоставимыми как во времени инвестиционного проекта, так и по месту их реализации. Минимальный период оценки один год.

– В систему входят несколько методов оценки. Каждый проект должен оцениваться по всему набору методов оценки.

– Сопоставимость денежных показателей необходима:

а) при инфляции;

б) при существовании различных инвесторов;

в) при разновременности инвестиций и созданных в период реализации инвестиционного проекта денежных потоков;

г) при реализации инвестиционного проекта в разные промежутки времени;

В инвестиционной практике денежные потоки могут быть либо в виде чистых оттоков, либо в виде чистых притоков.

Чистый приток - это превышение различных видов доходов над различными видами расходов, имеют знак плюс.

Расчеты эффективности обычно базируются на нулевом или первом году реализации инвестиционного проекта. Величины инвестиций и денежных потоков рассматриваются как годовые величины.

Система оценок делится на две группы:

- Дисконтированные оценки или временные оценки. Они включают в себя:

1) ЧПС (NPV) - чистая приведенная стоимость (чистый приведенный эффект, чистый приведенный доход, чистая приведенная прибыль);

2) ИРИ (PI) - индекс рентабельности инвестиций;

3) ВНП (IRR) - внутренняя норма прибыли (внутренняя норма доходности. Норма окупаемости);

4) МВНП (MIRR) - модифицированная норма прибыли;

5) ДСОИ (DPP) - дисконтированный срок окупаемости инвестиций.

- Простые оценки:

1) СОИ (PP) - срок окупаемости инвестиций;

2) КЭИ (ARR) - коэффициент эффективности инвестиций.

Необходимость использования всех методов оценки вызвана тем, что оценки по различным методам могут иметь противоречивый характер. Сравнивая оценки инвестиций по различным методам аналитик делает выводы о приемлемости того или иного проекта.

ЧПС (NPV) "Чистая приведенная стоимость"

Этот метод основан на сопоставлении дисконтированных денежных потоков с инвестициями. При этом ЧПС (NPV) может использоваться в двух вариантах:

$$\text{ЧПС} = \sum_{t=1}^n \frac{FV_t}{(1+rt)^n} - I_c, \quad (6.3)$$

где FV_t - будущая стоимость (ценность) денег или возвратная стоимость;

r_t - темп прироста - ставка - банковская процентная ставка;

n - количество лет;

I_c - инвестиции.

$$FV_t = PV_t (1+rt)^n, \quad (6.4)$$

где PV_t - сегодняшняя (текущая) стоимость денег (ценностей).

$$\text{ЧПС} = \sum_{t=1}^n \frac{FV_t}{(1+rt)^n} - \sum_{t=1}^n \frac{I_c}{(1+rt)^n} \quad (6.5)$$

Лучшим инвестиционным проектом, по данному методу, будет считаться тот у которого:

$\text{ЧПС}(\text{NPV}) > 0$ и по максимальной его величине, следовательно фирма получает дополнительную рыночную стоимость;

$\text{ЧПС}(\text{NPV}) = 0$, то аналитик обязан провести дополнительные исследования по рассматриваемым проектам с учетом выплачиваемых

налогов;

$ЧПС(NPV) < 0$, то проект отвергается, т.к. рыночная стоимость имущества уменьшается;

ВНП (IRR) "Внутренняя норма прибыли".

Внутренняя норма прибыли равна показателю цены капитала или $ЧПС=0$.

Для определения цены капитала:

1) аналитически выполняется несколько расчетов с тем чтобы довести $ЧПС = 0$, изменяя при этом r_i ;

2) рассчитывается по формуле:

$$ВНП(IRR) = r_1 * ([ЧПС_1^+ + (r_2 - r_1)] / [ЧПС_1^+ + ЧПС_2^-]), \quad (6.6)$$

где $ЧПС_1^+$ - ЧПС при расчете капитала (процентной ставки) r_1 ;

$ЧПС_2^-$ - ЧПС при расчете капитала (процентной ставки) r_2 ;

r_1 - цена капитала (процентная ставка) при которой ЧПС минимально превышает 0;

r_2 - цена капитала (процентная ставка) при которой ЧПС минимально меньше 0.

Оценка ВНП(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 аддитивности;
- 5) позволяет предположить ожидать ли максимальную прибыль (норму доходности).

СОИ (PP) "Срок окупаемости инвестиций".

Это простой метод рассчитывается по формуле:

$$PP = Ic / CF, \quad (6.7)$$

где Ic – инвестиции;

CF – денежный поток.

Недостатки метода СОИ (PP):

- 1) не учитывает влияние денежных притоков последних лет;
- 2) не делает различия между накопленными денежными потоками и их распределением по годам;
- 3) не обладает свойством аддитивности.

Преимущества данного метода:

- 1) прост для расчетов;
- 2) способствует расчетам ликвидности предприятия, т.е. окупаемости инвестиций;
- 3) показывает степень рискованности того или иного инвестиционного

проекта, чем меньше срок окупаемости тем меньше риск и наоборот.

6.7 Определение NPV (чистой текущей стоимости)

Для определения NPV, 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:

$$NPV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0, \quad (6.8)$$

где CF – ежегодные денежные поступления;

n - годы реализации проекта;

I_0 - полные суммарные инвестиции;

r – процентная ставка.

1 год:

$$PV = 68.751 \cdot 0,91 = 62.495 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV_1 = (I_\Sigma - PV) = -337.568 + 62.495 = -275.073 \text{ млн.тенге}$$

2 год:

$$PV = 68.751 \cdot 0,826 = 56.788 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV_1 = (I_\Sigma - PV) = -275.073 + 56.778 = -218.285 \text{ млн.тенге}$$

3 год:

$$PV = 68.751 \cdot 0,751 = 51.632 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV_1 = (I_\Sigma - PV) = -218.285 + 51.632 = -166.653 \text{ млн.тенге}$$

4 год:

$$PV = 68.751 \cdot 0,683 = 46.957 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV_1 = (I_\Sigma - PV) = -166.653 + 46.957 = -119.696 \text{ млн.тенге}$$

5 год:

$$PV = 68.751 \cdot 0,621 = 42.694 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV_1 = (I_\Sigma - PV) = -119.696 + 42.694 = -77.002 \text{ млн.тенге}$$

6 год:

$$PV = 68.751 \cdot 0,564 = 38.776 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV_1 = (I_{\Sigma} - PV) = -77.002 + 38.776 = -38.226 \text{ млн.тенге}$$

7 год:

$$PV = 68.751 \cdot 0,512 = 35.201 \text{ млн.тенге}$$

$$NPV_1 = (I_{\Sigma} - PV) = -38.226 + 35.201 = -3.027 \text{ млн.тенге}$$

8 год:

$$PV = 68.751 \cdot 0,464 = 32.107 \text{ млн.тенге}$$

$$NPV_1 = (I_{\Sigma} - PV) = -3.027 + 32.107 = 29.081 \text{ млн.тенге}$$

$$\text{,,,,,,}, PV = (62.494 + 56.788 + 51.632 + 46.957 + 42.694 + 038.776 + 35.201 + 32.107) = 366,649 \text{ млн.тг.}$$

Остальные значения рассчитываются аналогично и заносятся в таблицу 4,3.

Расчет приведен в программе Microsoft Excel 2007.

$$\text{,,,,,,}, NPV = (62.494 + 56.788 + 51.632 + 46.957 + 42.694 + 038.776 + 35.201 + 32.107 + 27,5 + 26,537 + 24,162 + 21,852 + 19,924 + 18,081 + 16,431 + 14,987 + 13,612 + 12,306) - 337.568 = 224,388 \text{ млн.тг.}$$

Под внутренней нормой прибыли инвестиционного проекта (InternalRateofReturn, IRR) понимают значение коэффициента дисконтирования r , при котором NPV проекта равен нулю:

$$NPV = 0 \rightarrow npi \rightarrow IRR = r \quad (6.9)$$

Оценка ВНП (IRR) имеет следующие свойства:

- не зависит от вида денежного потока;
- нелинейная форма зависимости;
- представляет собой убывающую функцию;
- не обладает свойством аддитивности.

IRR – это то значение k в уравнениях, при котором NPV будет равна нулю:

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} - I_0 = 0. \quad (6.10)$$

Смысл расчета данного коэффициента при анализе эффективности инвестиций заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов, которые могут быть

ассоциированы с данным проектом. Например: если проект полностью финансируется за счет ссуды коммерческого банка, то значение IRR показывает верхнюю границу допустимого уровня банковской процентной ставки, превышение которой делает проект убыточным.

На практике для нахождения IRR используют финансовые функции программы калькуляции электронной таблицы Microsoft Excel.

Рассчитывается IRR для $r = 10\%$ банковского процента.

$$IRR = r_1 + (NPV_{r_1} / (NPV_{r_1} - NPV_{r_2})) * (r_2 - r_1).$$

$$IRR = r_1 + f(r_1) / (f(r_1) - f(r_2)) * (r_2 - r_1).$$

$$IRR = 19,55\%$$

IRR служит индикатором риска. Так как $IRR > r$, т.е. $19,82 > 10\%$, то проект обеспечивает положительную величину NPV. В нашем случае IRR превышает нашу процентную ставку на 9,82 %.

Индекс рентабельности инвестиций:

$$PI = \left(\sum_{t=1}^n \frac{PV_t}{(1+r)^t} \right) / K_0$$

Если: $PI > 1$, то проект следует принять, $PI < 1$, то проект следует отклонить, $PI = 1$, то проект ни прибыльный, ни убыточный. Индекс рентабельности в отличие от чистого приведенного эффекта является относительным показателем. PI следует считать уже по времени расчета t, когда NPV положительный.

Тогда:

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{PV / (1+r)^t}{K_0} = \frac{168.781 / 0,386}{337.568} = 1.4$$

Так как $PI > 1$, проект следует принять

Определяем срок окупаемости. Метод состоит в определении того срока окупаемости, который необходим для возмещения суммы первоначальных инвестиций.

$$PP = \frac{I_0}{CF_{\Sigma}}$$

Рассчитаем срок окупаемости PP:

$$CF_{\Sigma} = 68,751 \text{ млн. тенге,}$$

$$I_0 = 337,568 \text{ млн. тенге}$$

Из этих данных рассчитаем срок окупаемости инвестиций в проект.

$$\frac{337.568}{68.751} = 4.9 \text{ года}$$

Таблица 6.3 - Результаты расчета чистой текущей стоимости

Годы проекта	I ₀ , тенге	CF _t , тенге	1/(1+k) ^t	PV, тенге	NPV, тенге
0	-337 568 000				
1		68 751 000	0,909	62 494 659	-275 073 341
2		68 751 000	0,826	56 788 326	-218 285 015
3		68 751 000	0,751	51 632 001	-166 653 014
4		68 751 000	0,683	46 956 933	-119 696 081
5		68 751 000	0,621	42 694 371	-77 001 710
6		68 751 000	0,564	38 775 564	-38 226 146
7		68 751 000	0,512	35 200 512	-3 025 634
8		68 751 000	0,467	32 106 717	29 081 083
9		68 751 000	0,4	27 500 400	56 581 483
10		68 751 000	0,386	26 537 886	83 119 369
11		68 751 000	0,35	24 062 850	107 182 219
12		68 751 000	0,318	21 862 818	129 045 037
13		68 751 000	0,2898	19 924 040	148 969 077
14		68 751 000	0,263	18 081 513	167 050 590
15		68 751 000	0,239	16 431 489	183 482 079
16		68 751 000	0,218	14 987 718	198 469 797
17		68 751 000	0,198	13 612 698	212 082 495
18		68 751 000	0,179	12 306 429	224 388 924
PV, млн. тенге					366,649
NPV, млн. тенге					224,388
IRR					0,195
PI					1,4
PP					4,9

Вывод: Расчет ведется до первого положительного значения NPV, т.е. до 8-го года. NPV больше нуля, следовательно, при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия. Срок окупаемости проекта по данному методу расчета 4,9 года с учетом дисконтирования 8 лет.

Таким образом, анализ приведённых финансово-экономических показателей свидетельствует об эффективности инвестиций в рассматриваемый проект.

7 Безопасность жизнедеятельности

7.1 Характеристика опасных производственных факторов

При работе электромонтера особое значение имеет освещенность рабочих мест. Наилучшие условия для работы человеческого глаза создает освещение, при котором достигается наивысшие значения важнейших функций зрения – остроты, контрастной и цветной чувствительности, быстроты различения рассматриваемых объектов. Неудовлетворительное освещение может исказить информацию; кроме того, оно утомляет не только зрение, но вызывает утомление причиной травматизма; плохо освещенные опасные зоны, слепящие лампы, резкие тени ухудшают или вызывают полную потерю ориентации работающих. Неправильная эксплуатация осветительных установок может привести к взрыву, пожару и несчастным случаям. Кроме того, при неудовлетворительном освещении снижается производительность труда и увеличивается брак продукции.

На практике пользуются двумя видами освещения – естественным и искусственным.

Естественное освещение – используют для общего освещения производственных и вспомогательных помещений. Оно создается лучистой энергией солнца и положительно влияет не только на зрение, но также тонизирует организм человека в целом и оказывает благоприятное психологическое воздействие. Однако следует иметь в виду, что естественное освещение непостоянно как в количественном, так и в качественном отношении и зависит от географического положения местности, метеорологических условий и других факторов, влияющих на световой климат. Для лучшего использования естественного света, помимо бокового, когда свет проникает в помещение через световые проемы в наружных стенах здания, предусматривают верхнее освещение, осуществляемое через фонари и другие проемы в кровле, и комбинированное – через световые проемы в покрытии и стенах или через прозрачные ограждения покрытий и стен.

Нормирование естественного освещения характеризуется коэффициентом естественной освещенности, (КЕО):

$$E = (E_v / E_n) \times 100; \quad (7.1.)$$

где – E - коэффициент естественной освещенности, в данной точке помещения, %;

E_v – освещенность в какой – либо точке на горизонтальной поверхности внутри помещения, лк;

E_n – горизонтальная освещенность на открытом месте снаружи здания, замеренная одновременно, лк.

С целью создания наиболее благоприятных зрительных условий труда

устанавливают нормы естественной освещенности. В случаях, когда естественная освещенность недостаточна, рабочие поверхности должны дополнительно освещаться искусственным светом. Дополнительное освещение рабочих поверхностей допускается только при условии общего естественного освещения помещения.

Основным нормативным документом, регламентирующим нормы проектирования освещения, являются строительные нормы и правила (СНиП). Нормами предусмотрена обязательная очистка окон и световых фонарей, стен и оборудования, окрашивание стен в светлые тона.

Искусственные освещения – подразделяют на общее, местное и комбинированное (общее и местное). Общая система искусственного освещения предназначаются для создания равномерного освещения во всем помещении. Для этого необходимо, чтобы светильники равномерно распределялись по всему помещению и были однотипными.

При местном освещении светильники размещают непосредственно над рабочими местами таким образом, чтобы достигалась максимальная освещенность рабочей поверхности, и не было ее затененности.

Цель комбинированного освещения – обеспечение лучшего освещения рабочей поверхности при равномерной освещенности всего помещения.

Для искусственного освещения, применяют электрические источники света – лампы накаливания, люминесцентные лампы дневного света, люминесцентные ртутные лампы низкого и высокого давления.

Источники света подразделяются на тепловые и газоразрядные. К тепловым источникам света относятся лампы накаливания, к газоразрядным – люминесцентные, дуговые ртутные высокого давления ДРЛ, металлогалогенные ДРИ, дуговые ксеноновые трубчатые лампы ДКСТ, натриевые лампы ДНА и другие.

Лампы накаливания просты по устройству, имеют низкую стоимость, достаточно надежны, не требуют пускорегулирующей аппаратуры, пригодны для эксплуатации в широком диапазоне температур окружающей среды, удобны в эксплуатации.

Люминесцентные лампы подразделяются на пять типов: улучшенного спектрального состава ЛДЦ, дневные ЛД, белые ЛБ, холодно – белые ЛХБ и тепло-белые ЛТБ.

Электробезопасность обслуживающего персонала должна обеспечиваться: применением надлежащей изоляции в точках подвеса и анкеровках проводов; соблюдением соответствующих расстояний до токоведущих и заземленных частей, между проводами в местах пересечений проводов разных напряжений, расстояний до поверхности земли, строений, крон деревьев; заземлением опор и конструкций контактной сети, всех металлических конструкций. Расположенных на расстоянии менее 5м от проводов и элементов, находящихся под рабочим напряжением выше 1кВ; выравниванием потенциалов с помощью электрических соединителей; применением надписей и плакатов, знаков опасности.

Секционные разъединители, питающие пути, на которых производятся работы с подъемом на крышу подвижного состава, погрузочно-разгрузочные операции, оборудуются стационарными заземляющими ножами, которые позволяют заземлить контактную сеть при отключении разъединителя.

Шлейфы секционных разъединителей, разрядников подключаются к поперечным электрическим соединителем между основными проводами контактной сети с подвеской их к изолятору, укрепленному на несущем тросе. Это позволяет организовать работу на разъединителях и разрядниках, не снимая напряжения с контактной сети.

Нейтральные вставки в фиксирующем тросе гибкой поперечины позволяют безопасно обслуживать изоляторы в тросах поперечины, подвесные изоляторы на верхнем фиксирующем тросе также без снятия напряжения.

При проектировании контактной сети необходимо избегать:

- расположения двух и более разъединителей, разрядников на одной опоре;
- анкеровки проводов различных секций на одной опоре;
- сближения консолей и фиксаторов различных секций на расстояние менее 1м;
- прошивания контактной подвески и прохождения над ней на расстоянии не менее 1м шлейфов разъединителей и разрядников другой секций контактной сети;
- использования общих стоек фиксаторов для различных секций контактной сети.

С целью предупреждения образования опасных мест на контактной сети широко используются изолирующие элементы длиной 1000мм на постоянном токе и 1200мм на переменном токе, которые устанавливаются в местах анкеровки проводов для увеличения расстояния между заземленными и токоведущими частями.

Каждый район контактной сети должен располагать необходимым количеством защитных средств, средств по оказанию первой помощи, съемных изолирующих вышек.

Молниезащита – комплекс защитных устройств, предназначенных для обеспечения безопасности людей, сохранности зданий и сооружений, оборудования и материалов от возможных взрывов, загораний и разрушений, вызванных воздействием молний.

Известно первичное и вторичное воздействие молнии. Наибольшую опасность представляет ее первичное воздействие, или так называемый «прямой удар», при котором возникает непосредственный контакт молнии с объектом, сопровождающийся протеканием через него тока молнии. В результате высокой температуры в канале молнии (до 30000 С) происходит мгновенный нагрев конструкции и воздуха. Последний, расширяясь, образует ударную воздушную волну, разрушающую здания и сооружения.

Вторичное воздействие молнии связано с возникновением

электростатической и электромагнитной индукции, а также заносом высоких потенциалов в сооружение.

При определенных условиях действие электромагнитного поля молнии может вызвать искрение в воздушных промежутках между металлическими конструкциями и в местах соединения или сближения отдельных элементов незамкнутых токопроводящих контуров. Это нередко приводит к пожару или взрыву.

Способ защиты от молнии выбирают в зависимости от назначения здания или сооружения, интенсивности грозовой деятельности в данном районе. Все объекты в зависимости от значимости и степени пожаро- и взрывоопасности по молниезащите разделяют на 3 категории:

К объектам 1 категории относят здания и сооружения, соответствующие классам В-1 и В-22 пожаро- и взрывоопасности. Это помещения с выделением газов, паров и пыли, способных образовывать взрывоопасные смеси с воздухом при нормальном течении технологического процесса. Взрыв в таких помещениях сопровождается, как правило, значительными разрушениями. Поэтому молниезащита предусматривается независимо от средней грозовой деятельности и места расположения объекта на территории;

К объектам 2 категории причисляют здания и сооружения классов пожаро- и взрывоопасности В-1а и В-2а. К ним, в частности, относят сливно-наливные эстакады нефтепродуктов, грузовые склады с хранением и переработкой взрывоопасных веществ и жидкостей. Молниезащита выполняется при грозовой деятельности 10ч в год и более;

К объектам 3 категории относятся здания и сооружения классов П-1, П-2 и П-2а, в которых содержатся горючие твердые и жидкие вещества, наружные технологические установки. К этим объектам относятся также открытые склады класса П-3, дымовые трубы, водонапорные башни, вышки высотой более 15м, здания предприятий железнодорожного транспорта.

Молниезащиту этих объектов предусматривают в местностях с грозовой деятельностью 20ч в год и более.

Здания и сооружения от прямых ударов защищают молниеотводами. Молниеотвод включает в себя молниеприемник, токоотвод, заземлитель. Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения.

По типу молниеприемников молниеотводы подразделяют на стержневые, тросовые и сеточные; по числу совместно действующих и образующих общую зону защиты на одиночные, двойные и многократные.

Зона защиты молниеотвода – это часть пространства, примыкающая к молниеотводу, внутри которого здание или сооружение защищено от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5% и выше, а зона защиты типа Б-95% и выше.

Для объектов, относящихся к 1 категории молниезащиты, предусматривают молниеотводы с зонами защиты только типа А. Тип зоны

защиты молнии отводов для объектов 2 и 3 категории зависят от ожидаемого числа поражений молнией от ожидаемого числа поражений молнией в год зданий и сооружений, не имеющих молниезащиты.

Здания и сооружения 1 категории защищают отдельно стоящими или изолированными молниеотводами. На объектах 2 категории молниеотводы устанавливают непосредственно на самом объекте. Кроме того может быть использована металлическая кровля. При неметаллической кровле укладывают сетчатые молниеотводы. В обоих случаях спуски от крыши устраивают через каждые 50-60м по периметру здания. Объекты 3 категории защищают молниеотводами любого типа. Металлическая кровля и стальные фермы могут быть использованы как молниеприемники. Для защиты от прямых ударов молнии металлических наружных установок также применяют любые типы молниеотводов.

7.2 Производственный шум. Нормирование и мероприятия по его снижению

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интенсивности (силы). Шум возникает при механических колебаниях в твердых, жидких и газообразных средах.

Звук представляет собой колебательное движение частиц упругой среды, например воздуха, распространяющееся волнообразно.

Шум действует на нервную систему, а через нее и на другие органы. Интенсивный производственный шум, выше 80 дБ, действуя длительное время, вызывает глухоту, головные боли, повышенную слабость в движениях, раздражительность, боли сердца, ослабление памяти, быструю утомляемость, медлительность в движениях.

В зависимости от вредности действия принята следующая классификация шумов: по частотному составу, по ширине спектра частот, по характеру спектра (импульсный, тональный, стабильный).

После 3-5 часов работы в условиях интенсивного шума работоспособность снижается, а утомляемость возрастает. Под влиянием сильного шума возрастает кровяное давление, изменяются ритмы дыхания и сердечной деятельности, понижается кислотность желудочного сока, наблюдается расстройство эндокринной системы.

Звуки различных частот при одинаковых уровнях звукового давления по разному воздействуют на слуховой аппарат человека. Наиболее неблагоприятно воздействие звуков более высоких частот, что учитывается при нормировании уровней шума.

При нормировании постоянных шумов применяют метод допустимых (предельных) спектров (ГОСТ 12.1.0093-83), который устанавливает допустимые уровни звукового давления в восьми октавных полосах частот в зависимости от рода производственной деятельности работающего.

Согласно ГОСТ 12.1.003-76 характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются среднеквадратичные уровни звуковых давлений в октавных полосах частот со среднегеометрическими стандартными частотами 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Гц.

Среднегеометрическая частота октавы определяется из выражения:

$$f_{cp} = \sqrt{f_1 \cdot f_2}, \text{ Гц} \quad (7.2)$$

где f_1 – верхняя и f_2 – нижняя граничные частоты октавы, Гц.

Совокупность восьми нормативных уровней звукового давления называется предельным спектром.

Для измерения на рабочих местах уровней звукового давления шума в октавных полосах, общего уровня шума, называемого уровнем звука, и некоторых других параметров шума применяется комплект приборов, составляющих измерительный тракт.

На практике обычно ограничиваются комплектом, состоящим из шумомера и частотного анализатора (фильтра). Шумомер типа Ш-71, содержит микрофон, воспринимающий звуковую энергию и преобразующий ее в слабый электрический сигнал, усилитель, корректирующие фильтры, детектор и стрелочный индикатор со шкалой в дБ.

В шумомере имеется три комплекта фильтров, обеспечивающих нужную форму частотной характеристики на трех уровнях громкости (при частоте 1000 Гц уровни громкости равны уровням звукового давления).

Для ориентировочной оценки шума, спектр которого неизвестен, используется характеристика А, показывающая уровень звука.

В борьбе с шумом применяют следующие методы: уменьшение его величины в источнике, изменение направленности излучения, подавление на пути его распространения, акустическая обработка помещений.

Уменьшение шума в источнике – наиболее эффективная мера, но, как и изменение направленности излучения она требует конструкторской переработки шумоизлучающего узла либо механизма в целом. Для предприятий же акустическая обработка помещений и уменьшение шума на его пути распространения часто оказываются самыми доступными мероприятиями, например методом звукопоглощения. Рассмотрим эти методы.

В таблице 7.1. приведены допустимые уровни звукового давления в различных октавных полосах.

Метод звукопоглощения: интенсивность шума в изолируемом помещении зависит от прямого и отраженного звука. Поэтому если нет возможности уменьшить прямой звук, то для снижения шума нужно снизить энергию отраженных волн. Это достигается увеличением эквивалентной площади звукопоглощения А помещения путем размещения на его внутренних поверхностях звукопоглощающих облицовок.

Таблица 7.1 - Допустимые уровни звукового давления, дБ

Рабочие места	Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Помещения конструкторских бюро, расчетчиков, программистов ЭВМ, лаборатории для теоретической экспертизы данных	71	61	54	49	45	42	40	38
Помещение управления, рабочие комнаты	79	70	68	58	55	52	50	49
Кабины наблюдения и дистанционного управления: а) без речевой связи по телефону; б) с речевой связью по телефону	94	87	82	78	75	73	71	70
	83	74	68	63	60	57	55	54
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	99	92	86	83	80	78	76	74

Если позволяет технологический процесс и условия эксплуатации, оборудование заключают в кожухи, покрытые внутри звукопоглощающими материалами. При этом кожух устанавливают на резиновых прокладках, не допуская соприкосновения его с оборудованием. Чтобы уменьшить вибрацию и шум от привода оборудования, стенки кожуха покрывают вибродемпфирующим материалом.

Процесс поглощения звуковой энергии преградой происходит в следствии преобразования механической энергии, переносимой частицами воздуха в тепловую за счет потерь на трение в порах материала. Поэтому для целей звукопоглощения применяют пористые (поры должны быть открыты со стороны падения звука и соединяться между собой) и рыхлые волокнистые материалы (войлок, минеральная вата, пробка и т.д.). Звукопоглощающие материалы или конструкции из них укрепляются на ограждающих конструкциях в помещения без воздушного зазора или на некотором расстоянии от них. Тип конструкции, вид и толщина материала, а также

величина воздушного промежутка зависят от частоты звука, на которую рассчитывается конструкция.

Метод звукоизоляции. Эффект применения звукоизолирующей конструкции обусловлен отражением падающего на него звука. Звуковые колебания, распространяющиеся в воздушной среде при встрече с преградой, частично отражаются и поглощаются, а оставшаяся их часть проникает за преграду в изолируемое помещение.

Простейший вид звукоизолирующего ограждения – однородная стена, разделяющая два помещения с различными уровнями звукового давления. Механизм передачи звука через ограждения заключается в том, что падающая звуковая волна приводит его в колебательное движение. В низких частотах (близких к частоте собственных колебаний конструкции) возникает резонансное явление, и звукоизоляция во многом зависит от внутреннего трения в материале. На более высоких частотах колебания ограждающей конструкции определяются в основном ее массой. При удвоении массы ограждения звукоизоляция возрастает в среднем 6дБ.

Звуки, распространяющиеся в воздухе, вызывают воздушный шум.

Подвижной состав является одним из наиболее интенсивных источников шума на железнодорожном транспорте, воздействующим как на организм железнодорожников и пассажиров, так и на население, проживающее вблизи железных дорог.

Интенсивность шума при движении поездов, работе сортировочных станций, компрессоров и другого оборудования железнодорожных предприятий достигает 90-100 дБ и более, что значительно превышает допустимые уровни для производственных (50-80 дБ) и жилых (30-50 дБ) помещений, и неблагоприятно отражается на пассажирах и работниках железнодорожного транспорта.

Уровень шума в 50 м от полотна железной дороги при прохождении состава составляет 83-89 дБ при скорости состава 50 км/ч и увеличивается на 0.5 дБ при увеличении скорости на 1 км/ч.

Основными источниками шума на локомотивах являются дизели, генераторы, ходовые части. Большая интенсивность шума возникает от взаимодействия колес подвижного состава и пути, а также от подачи звуковых сигналов.

В моторных вагонах электропоездов источниками шума являются мотор-компрессоры и тяговые двигатели. Шум в вагонах возникает в результате удара колес при движении на стыках и неровностях рельсов и трения гребня бандажа о головку рельса. Наружный шум производится также ударами в ходовых частях, дребезжанием и стуком тормозных тяг и колодок, стуком автосцепки, торможением. Внутренними источниками шума являются дребезжание и стук дверей, полок, перегородок, стен, крыши и других конструктивных элементов вагона.

Уменьшение шумового воздействия от подвижного состава и других источников производственного шума является сложной задачей, решение

которой связано с необходимостью проведения крупных технических мероприятий по усовершенствованию конструкции пути, локомотивов и вагонов, создание шумопоглощающих экранов, установке глушителей. Снижение уровня шума на железнодорожном транспорте достигается проведением комплекса технических и организованных мероприятий, совпадающих с направлением развития транспорта: замена звеньев пути на бесстыковой, применение резиновых подрельсовых прокладок, борьба с волнообразным износом рельсов, оборудование маневровых тепловозов глушителями шума, внедрение на сортировочных станциях радиосвязи, замена тормозных башмаков на замедлители и другие мероприятия.

Эффективным средством защиты от шума является строительство вдоль железнодорожного полотна объектов промышленного и хозяйственного назначения, а также устройство на территориях жилых массивов, расположенных вблизи железнодорожных станций специальных санитарно-защитных зон, ширина которых должна быть не менее 100 метров.

Главные резервы снижения шума на железных дорогах заключается в совершенствовании подвижного состава и, прежде всего ходовых частей вагонов и локомотивов.

7.3 Расчет выбросов от автомобильного транспорта предприятия

Автомобили являются передвижными источниками загрязнения атмосферы. Поэтому нормативы ПДВ (предельно допустимые выбросы) для них не устанавливаются, а нормируются только удельные выбросы вредных веществ.

При эксплуатации автомобилей в атмосферу выделяются CO, NO_x и СН.

Годовой выброс *i*-го вредного вещества при движении автомобиля определяется по формуле.

$$M_{ij} = 10^{-6} \cdot q_{ij} \cdot L \cdot D, \text{ т/год} \quad (7.3)$$

где q_{ij} – удельный выброс *i*-го вредного вещества одним автомобилем *j*-го типа с учетом возраста и технического состояния парка на рассматриваемый год, г/км [2, стр.311, табл. П.1.7.];

L – среднесуточный пробег одного автомобиля, *L* = 94 км;

D – среднее число дней эксплуатации автомобилей на предприятии за год, *D* = 287 дней.

Автотранспортный парк предприятия состоит из следующих автомобилей: ГАЗ-31 (1 шт), УАЗ (4 шт), ГАЗ-52 (2 шт), ГАЗ-53 (2 шт), ЗИЛ-130 (1 шт), ПАЗ-672 (1 шт).

Определим мощность выбросов для автомобиля типа ГАЗ-31:

$$q_{\text{CO}} = 20,8 \text{ г/км}; q_{\text{CH}} = 1,3 \text{ г/км}; q_{\text{NO}_x} = 0,63 \text{ г/км};$$

$$M_{\text{CO}} = 10^{-6} \cdot 20,8 \cdot 94 \cdot 287 = 0,56 \text{ (т/год)};$$

$$M_{\text{CH}} = 10^{-6} \cdot 1,3 \cdot 94 \cdot 287 = 0,04 \text{ (т/год)};$$

$$M_{\text{NO}_x} = 10^{-6} \cdot 0,63 \cdot 94 \cdot 287 = 0,02 \text{ (т/год)};$$

Расчет для остальных автомобилей производится аналогично и сводится в таблицу 7.2.

Вывод: наибольший выброс вредных веществ приходится на грузовой автомобиль ЗИЛ-130. Больше всего выделяется СО, меньше всего – NO_x.

Таблица 7.2 – Результаты расчета выбросов от автотранспорта предприятия

Тип автомобиля	Количество автомобилей данного типа	L, км	Д	Годовой выброс на 1 автомобиль, т			Годовой выброс от всех автомобилей данного типа, т			Суммарный годовой выброс от автомобилей данного типа, т
				СО	СН	NO _x	СО	СН	NO _x	
ГАЗ-31	1	94	287	0,56	0,04	0,02	0,56	0,04	0,02	0,62
ПАЗ-672	1			1,73	0,21	0,09	1,73	0,21	0,09	2,03
УАЗ	4			0,58	0,04	0,01	2,32	0,16	0,04	2,52
ГАЗ-52	2			1,61	0,2	0,06	3,32	0,4	0,12	3,84
ГАЗ-53	2			1,76	0,23	0,09	3,52	0,46	0,18	4,16
ЗИЛ-130	1			1,89	0,35	0,17	1,89	0,35	0,17	2,41
Суммарный годовой выброс от автотранспорта предприятия, т							13,34	1,62	0,62	15,58

Заключение

В первой части дипломного проекта рассмотрены вопросы по технологическому производству на судостроительном заводе. Определена категория надежности электроснабжения - вторая.

Во второй части произведен расчет осветительной и силовой нагрузок по заводу, выбрано число цеховых трансформаторов и соответственно посчитана компенсация реактивной мощности.

При выборе системы внешнего электроснабжения, после проведенного сравнительного анализа и полученных расчетов. Было выбрана система на 110кВ.

Для выбора и проверки силового электрооборудования рассчитаны токи короткого замыкания с учетом подпитки от СД.

Соответственно выбраны провода и кабели для системы электроснабжения как цеховых трансформаторов, так и для системы внешнего электроснабжения.

Особое внимание уделено вопросам высоковольтной изоляции, в частности изоляторам из полимерных материалов и их системе диагностики.

Рассмотрен изолятор с системой самодиагностики АМКА. Произведен выбор и расчет изоляторов типа ПФ70-В и линейной арматуры: узел крепления КГП-7-1, зажим поддерживающий ПГН-3-5, гаситель вибрации ГПГ-1,6-11-400/21

Произведен анализ испытаний искусственно загрязненных изоляторов.

В экономической части проведен анализ приведённых финансово-экономических показателей, который показывает об эффективности инвестиций вложенных в рассматриваемый проект.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» приведена характеристика опасных производственных факторов при работе электромонтеров. Произведен расчет выбросов от автомобильного транспорта предприятия, который показывает, что наибольшие выбросы приходятся на грузовые автомобили советского производства.

Список литературы

1. Производство И Технологии. http://www.amurshipyard.ru/?page_id=129.
2. Живаева О.П. Методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплине «Проектирование систем электроснабжения». – Алматы: АУЭС. - 2010. – 43с.
3. Гужов Н.П., Ольховский В.Я., Павлюченко Д.А. Системы электроснабжения: Учебник. – Новосибирск: НГТУ, 2008. – 258 с.
4. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 472 с.
5. Сайт <http://elengg.hostoi.com/электроснабжение-промышленных-предприятий.html>.
6. Сайт <http://shkolazhizni.ru/archive/0/n-47896/>
7. Желтобрюх Н.Д. Технология судостроения и ремонта судов: Учебник. – СПб: Судостроение, 2005. – 344 с.
8. Основы технологии судостроения: Учебник для вузов / Под ред. В.Д. Мацкевича. – СПб: Судостроение, 2008. – 352 с.
9. Постановление Правительства Республики Казахстан от 24 октября 2012 года № 1355 «Об утверждении Правил устройства электроустановок»
10. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: Учебное пособие и справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – Томск: ТПУ, 2006. – 248 с.
11. Сумарокова Л.П. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие. – Томск: ТПУ, 2012. – 288 с.
12. Гамазин С.И., Кудрин Б.И., Цырук С.А. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий. – М.: МЭИ, 2010. – 745 с.
13. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
14. Современные методы и приборы для технической диагностики изоляторов. http://www.corocam-uv.ru/menu_3.html.
15. Дистанционные методы и системы дефектоскопии высоковольтной изоляции электрооборудования по оптическому излучению. <http://www.corocam-uv.ru/menu>.
16. Революционные решения в области тепловизионной диагностики. <http://www.amka.ru>.
17. Радкевич В.Н. Проектирование систем электроснабжения: Учебное пособие. – Минск: ПИОН, 2001. – 292 с.
18. Изоляторы с системой ранней диагностики. <http://www.amka.ru/catalog/ind-110.html>.

19. Применяемые методики по оценке надежностных характеристик и срока службы полимерных изоляторов в эксплуатации. <http://www.amka.ru/catalog>
20. Плотников Ю.И., докт. техн. наук Федоришин Ю.М., Железнов Ф.Д. Методы и средства повышения достоверности ультрафиолетовой диагностики изоляции контактной сети. http://www.corosam-uv.ru/menu_3_1.html.
21. Дистанционные методы и системы дефектоскопии высоковольтной изоляции электрооборудования по оптическому излучению. <http://www.corosam-uv.ru/menu>.
22. Алексеенко Н.А., Прокопчик Г.А. Экономика предприятия: учебное пособие для студентов экономических и инженерно-экономических специальностей вузов. – Гомель: ГПИ им. П.О. Сухого, 2006.
23. Жакупов А.А., Хижняк Р.С. Экономика отрасли. Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ (для бакалавров, обучающихся по направлению «Электроэнергетика»), Алматы 2009.
24. Качан А.Д., Яковлев Б.В. Справочное пособие по технико-экономическим основам ТЭС. – Минск: изд-во ЭКО, 2001.
25. Девисилов В.А.. Охрана труда. Издательство: Форум: Инфра-М, 2007.
26. Кравчя Э.М., Козел Р.Н. Охрана труда и основы энергосбережения.- Минск: ТетраСистемс. 2004.
27. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках.- М.: Энергоатомиздат, 2000.
28. Безопасность производственных процессов: Справочник/С.В. Белов, В.Н. Бринза, Б.С. Векшин и др. Под общ. Ред. С.В. Белова. – М.: Машиностроение, 2005.
29. Инвестиционный анализ. <http://www.5ka.ru/28/4717/1.html>
30. <http://knowledge.allbest.ru/physics/>
31. <http://window.edu.ru/resource/147/75147>.

Приложение А

Применение вычислительной техники

Экранная заставка - Microsoft Excel

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
7		5		68 751 000	0,621	42 694 371	-77 001 710		0,497	34 169 247
8		6		68 751 000	0,564	38 775 564	-38 226 146		0,432	29 700 432
9		7		68 751 000	0,512	35 200 512	-3 025 634		0,375	25 781 625
10		8		68 751 000	0,467	32 106 717	29 081 083		0,326	22 412 826
11		9		68 751 000	0,4	27 500 400	56 581 483		0,284	19 525 284
12		10		68 751 000	0,386	26 537 886	83 119 369		0,247	16 981 497
13		11		68 751 000	0,35	24 062 850	107 182 219		0,214	14 712 714
14		12		68 751 000	0,318	21 862 818	129 045 037		0,186	12 787 686
15		13		68 751 000	0,2898	19 924 040	148 969 077		0,162	11 137 662
16		14		68 751 000	0,263	18 081 513	167 050 590		0,141	9 693 891
17		15		68 751 000	0,239	16 431 489	183 482 079		0,122	8 387 622
18		16		68 751 000	0,218	14 987 718	198 469 797		0,106	7 287 606
19		17		68 751 000	0,198	13 612 698	212 082 495		0,092	6 325 092
20		18		68 751 000	0,179	12 306 429	224 388 924		0,080	5 500 080
21		19		68 751 000	0,163	11 206 413	235 595 337		0,070	4 812 570
22		20		68 751 000	0,149	10 243 899	245 839 236		0,061	4 193 811
23										
24										
25										
26										
27										

Расчет экономической эффективности