

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ**

**КУРГАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**

**Кафедра энергетики и технологии металлов**

**ОТЧЁТ**

**по преддипломной практике**

Студент группы:

Специальность 100400 «Электроснабжение»

Руководители практики:

От университета:

\_\_\_\_\_

От предприятия:

\_\_\_\_\_

Консультант по БЖД:

Консультант по Экономике:

## Курган 2009

### СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1 Общая часть	4
1.1 Цели и задачи преддипломной практики.....	4
1.1 Основные сведения о предприятии.....	5
1.2 Краткая характеристика исследуемого района.....	7
2 Технологическая часть.....	9
2.1 Принципиальная схема существующей сети с нанесенными линиями передач и подстанциями.....	9
2.2 Режимы работы систем электроснабжения и компенсация реактивной мощности .....	10
2.3 Основное электрооборудование подстанций.....	11
2.4 Релейная защита подстанции и электроустановок.....	15
2.5 Учёт, системы управления и автоматизации электроснабжения....	16
3 Охрана труда на предприятии.....	17
3.1 Организационные мероприятия.....	17
3.2 Технические мероприятия.....	19
3.3 Безопасность и экологичность .....	19
4 Индивидуальное задание по БЖД.....	22
4.1 Защитное заземление.....	22
4.2 Молниезащита.....	28
.	
4.3 Освещение .....	32
5 Индивидуальное задание по Экономике.....	34
Заключение.....	49
Список использованной литературы.....	50
Приложение.....	52

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время важнейшей задачей является – развитие промышленности путём всемерной интенсификации и повышения эффективности производства на базе ускорения научно-технического прогресса. В области электроснабжения потребителей эти задачи предусматривают повышение уровня проектно-конструкторских разработок, внедрение и рациональную эксплуатацию высоконадёжного электрооборудования, снижение непроизводительных расходов электроэнергии при её передаче, распределении и потреблении. Сравнительно молодой и технически развитый энергетический комплекс имеет свои трудности. Современные проблемы энергосистемы Курганской области, в первую очередь, заключаются в восстановлении или замене морально устаревшего и физически изношенного энергетического оборудования, что требует больших капитальных вложений и длительного периода времени. Нельзя не считаться и с кадровой проблемой. Желających работать на подстанциях, воздушных линиях и других объектах электрических сетей все меньше. Инфляционные процессы, рост цен на нефтепродукты, запасные части, материалы не находят отражения в тарифах на электроэнергию. Неплатежи за потребленную электрическую энергию усугубляют сложившуюся ситуацию. Все это снижает эффективность работы энергосистемы в целом.

# 1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Цели и задачи преддипломной практики

В отчёте по преддипломной практике отражено развитие усложнение структуры систем электроснабжения, возрастающие требования к экономичности и надёжности их работы в сочетании с изменяющейся структурой и характером потребителей электроэнергии, широкое внедрение устройств управления распределением и потреблением электроэнергии на базе современной вычислительной техники. А также в ходе работы большое внимание уделялось вопросам повышения экономичности систем электроснабжения путем выбора рациональных режимов работы, снижения потерь электроэнергии, применения современного комплектного электрооборудования, вопросам охраны труда и экологичности.

Основной целью преддипломной практики является сбор всех необходимых данных по проходной подстанции (п/с) «\_\_\_\_\_ская» для написания дипломного проекта на тему «Проект реконструкции п/с 110/10 кВ «\_\_\_\_\_ская» Курганских электрических сетей, а также практическое закрепление приобретённых теоретических знаний в процессе обучения по специальности «Электроснабжение». В ходе преддипломной практики производились производственные экскурсии, теоретические занятия на производстве, проводился сбор необходимых данных, выполнялось индивидуальное задание (расчет защитного заземления оборудования, освещения и молниезащиты, расчет экономической части проекта).

## 1.2 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

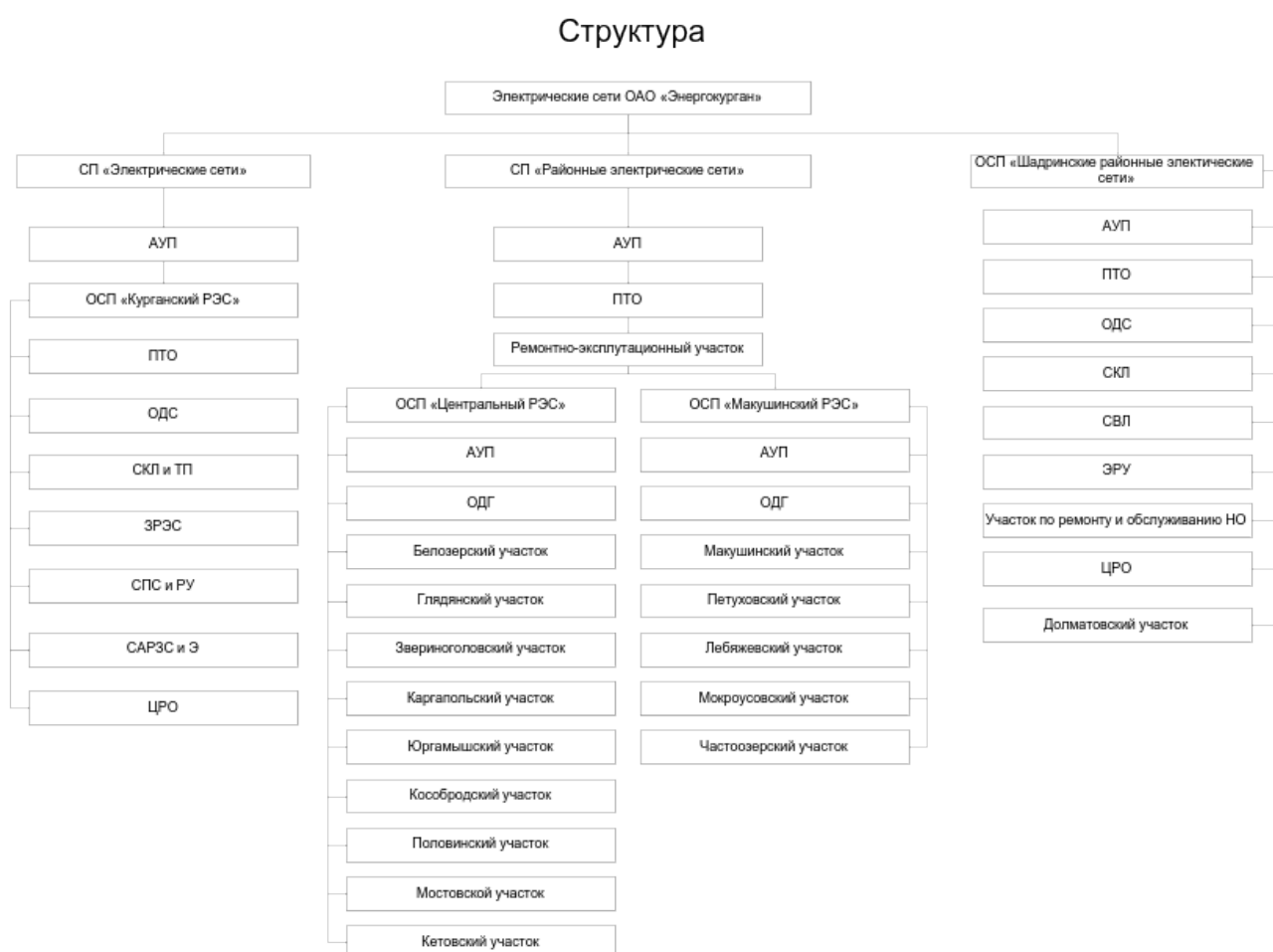
В число приоритетных направлений деятельности ОАО «ЭнергоКурган» как распределительной сетевой компании входят: обеспечение надежного энергоснабжения Курганской области в соответствии с потребностями экономической и социальной сферы региона, эффективная эксплуатация и реновация электросетевой инфраструктуры, формирование единого электросетевого комплекса на территории Курганской области, разработка и реализация инвестиционных проектов в целях развития электроэнергетики Курганской области. Миссия ОАО «ЭнергоКурган» - обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей Курганской области. Одно из приоритетных направлений работы ОАО «ЭнергоКурган» это объединение электросетевого хозяйства муниципальных образований. Ведь централизованное управление позволяет более эффективно содержать и управлять электрическими сетями, тем самым повышая надежность электроснабжения в районных центрах области. С приходом СП «Районные Электрические Сети» ОАО «ЭнергоКурган» в районные центры области были выявлены слабые места, намечены планы развития и ремонта. Состояние сетевого хозяйства было неудовлетворительным.

В своей деятельности предприятие столкнулось с рядом трудностей:

1. Неудовлетворительное техническое состояние электрических сетей.
2. Низкая квалификация персонала.
3. Высокие потери при передачи электрической энергии, связанные с хищениями электроэнергии.
4. Недопустимо длительное время аварийно-восстановительных работ.

Ремонты проводятся с использованием современных материалов и технологий. С 2006 года вводится в эксплуатацию самонесущий изолированный провод – СИП, позволяющий обеспечить высокую надежность и бесперебойность электроснабжения электроэнергией, исключая опасность возникновения пожаров и риск поражения электротоком в случае падения провода на землю. Для обеспечения эффективного управления внедряется ряд информационных систем:

- система паспортизации оборудования электросетей;
- система учета вновь присоединяемых потребителей;
- оперативно - диспетчерский комплекс;



Структура по участкам СП «Районные электрические сети» входящим в ОАО «ЭнергоКурган» показана на рис. 1

## Рисунок 1

### СП «Районные Электрические Сети» ОАО «ЭнергоКурган» в цифрах:

ОСП «Макушинский РЭС»	145 ТП	385 км ВЛ
ОСП «Центральный РЭС»	171 ТП	485 км ВЛ
Всего	316 ТП	880 км ВЛ
Численность персонала	167 человек	

Более подробные данные приведены в приложении 1.

\_\_\_\_\_ский участок ОСП «Центральный РЭС» входит в состав СП «Районные электрические сети» и обслуживает линии и подстанции питающиеся от ПС «\_\_\_\_\_ская» 110/10 кВ по ВЛ (3 и 5)

### 1.3 Краткая характеристика исследуемого района

Притобольный район расположен на юге Курганской области, граничит с Кетовским, Куртамышским, Звериноголовским, Половинским районами и республикой Казахстан. Район занимает площадь 2,3 тыс.кв.км. В районе проживает 17,5 тыс.человек в 37 населенных пунктах. Плотность населения Притобольного района – 7,7 человека на 1 кв.км. Численность экономически активного населения 6146 человек, что составляет 36,1%, трудоспособного из общей численности населения – 56,2%. Район сельскохозяйственный, основное направление в сельскохозяйственном производстве – зерноводство. Почвы в районе черноземные и черноземно – солонцеватые. Засушливость климата одна из особенностей региона. В Притобольном районе потребители запитанные от пс «\_\_\_\_\_ская» имеют 1 и 2 категорию по эл. снабжению 77% и 3 категорию 23% .

Сведения о климатических условиях в исследуемом районе

Подстанция «\_\_\_\_\_ская» находится в резко континентальной зоне.

Средняя расчётная температура воздуха составляет, согласно таблице 1<sup>1</sup>: [1]

Таблица 1 Температура Курганской области

Месяц	Абсолют. минимум	Средний минимум	Средняя	Средний максимум	Абсолют. максимум
январь	-47.9 (1943)	-20.8	-16.3	-11.8	4.3 (1948)
февраль	-47.9 (1951)	-19.9	-14.8	-9.6	4.2 (1997)
март	-44.3 (1898)	-12.6	-7.4	-1.5	15.7 (1995)
апрель	-27.2 (1957)	-0.5	4.8	11.0	30.9 (1982)
май	-17.1 (1963)	5.8	12.3	18.8	36.6 (2004)
июнь	-3.5 (1984)	11.5	18.2	24.4	38.5 (1931)
июль	3.0 (1945)	13.4	19.6	25.5	40.5 (1952)
август	-1.6 (1996)	10.7	16.5	22.6	36.6 (1936)
сентябрь	-7.2 (1955)	5.5	10.6	16.6	34.5 (2003)
октябрь	-24.8 (1976)	-0.6	3.1	8.0	23.5 (1936)
ноябрь	-38.8 (1953)	-11.0	-7.2	-3.6	14.0 (2006)
декабрь	-46.4 (1968)	-17.2	-12.9	-8.8	5.8 (2008)
год	-47.9 (1943)	-3.0	2.2	7.6	40.5 (1952)

а) в зимний период от  $-7,2$  до  $-16,3$  °С;

б) в летний период от  $+3,1$  до  $+19,6$  °С.

Среднегодовые скорости ветра по всей территории Курганской области достигают 3-4 м/сек.

Глубина промерзания грунтов 1,8 м. Территория относится к третьему снеговому району I кПа и II району по гололеду. Второй ветровой район - 0,3 кПа. Грунтовым основанием является преимущественно выщелоченные чернозёмы, с участием солонцов. Зоны с загрязненной или агрессивной средой отсутствуют. Питание подстанции 1 осуществляется от Курганской ТЭЦ на напряжении 110 кВ. Расстояние до подстанции 69.5 км.

Основными потребителями электрической энергии являются: прилегающие села. По надежности электроснабжения проектируемые электроприемники относятся к I, II и III категории.



## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Принципиальная схема существующей сети с нанесенными линиями передач и подстанциями

Таблица 2

<b>№ линии</b>	<b>Л-1</b>	<b>Л-2</b>	<b>Л-3</b>	<b>Л-5</b>	<b>Л-6</b>	<b>Л-7</b>
Длина линии км.	0,72	23,858	6,5	10,6	5,1	24,844
Марка провода	АС-35	АС-50	АС-50	АС-50	АС-50	АС-50
Ток нагрузки в период максимума (А.)	4,0	21,4	17,1	45,6	23,0	7,3
Ток нагрузки в период минимума (А.)	1,6	13,7	8,4	26,3	5,4	3,3

### 2.2 Режимы работы систем электроснабжения и компенсация реактивной мощности

Напряжение в любой точке сети может изменяться с течением времени. Различают медленно протекающие изменения напряжения, обуславливаемые изменениями режимов напряжения РП или нагрузки, называемые отклонениями напряжения; кратковременные изменения напряжения, возникающие при нарушении нормального режима, например при включения мощного электродвигателя, при коротком замыкании и т. д., называемые колебаниями напряжения.

Для ограничения колебаний напряжения при дипломном проектировании систем электроснабжения необходимо предусмотреть:

- а) приближение электроприёмников с резкопеременной нагрузкой к основным, наиболее мощным источникам питания;
- б) уменьшение индуктивного сопротивления линий внешнего электроснабжения (отказ от шинопроводов, уменьшение индуктивности реакторов);

в) выделение питания крупных электроприёмников с резко-переменной толчковой нагрузкой на отдельные линии, идущие непосредственно от источников питания (ГПП, ТЭЦ и др.);

г) ограничение пусковых токов и токов самозапуска двигателей;

д) применение автоматического регулирования возбуждения мощных синхронных двигателей;

е) применение параллельной работы питающих линий и трансформаторов на ГПП (при замкнутом секционном выключателе);

ж) выделение питания осветительных нагрузок на отдельные трансформаторы.

В качестве регулировочных устройств в системах электроснабжения могут быть использованы: управляемые батареи конденсаторов, трансформаторы с регулированием под нагрузкой (РПН), линейные регуляторы и синхронные компенсаторы. На п/с «\_\_\_\_\_ская» регулировка напряжения питания осуществляется только РПН на трансформаторе. Режимы работы трансформаторов в летний и зимний период наглядно представлены на графике на рисунке 2.

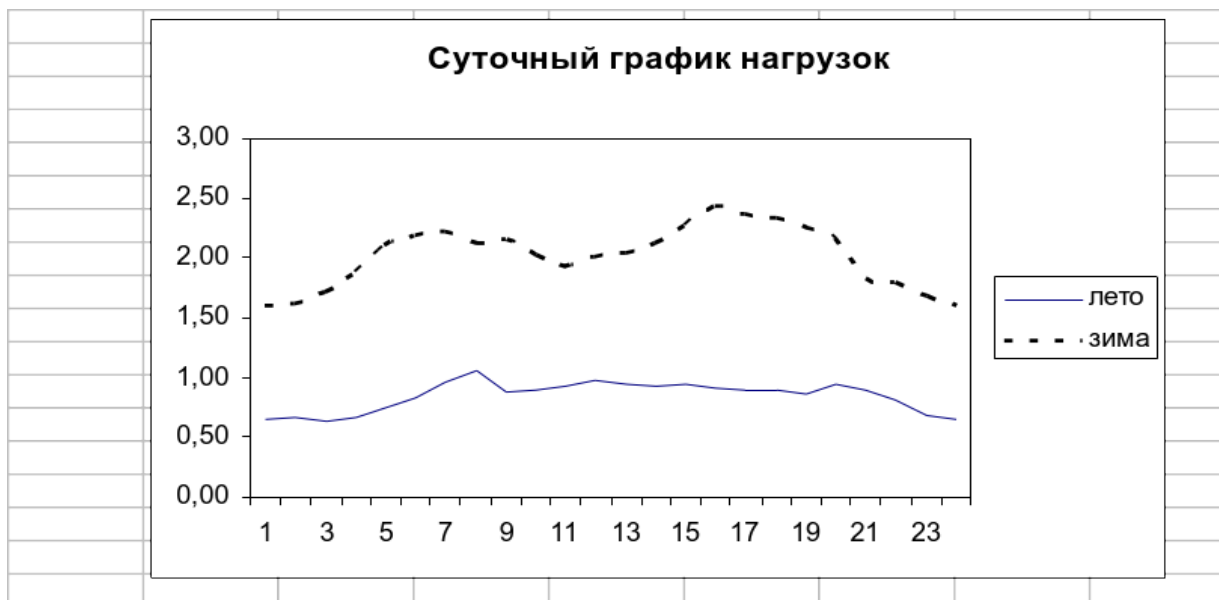


Рисунок 2

Из суточного графика нагрузок видно, что при мощности каждого трансформатора 6300 кВт·А суточная нагрузка в период максимума не превышает

3 МВт. Трансформатор может пропустить всю необходимую реактивную мощность. В приложении 1 дана таблица замеров нагрузок и напряжения в течение суток в летнее и зимнее время, с расчетом реактивной и активной мощности и угла  $\phi$ .

### 2.3 Основное оборудование подстанции

На п/с «\_\_\_\_\_ская» установлено следующее оборудование:

- Трансформатор ТМ-6300/110 - трехфазный, масляный, номинальной мощностью 6300 кВА, рассчитан на напряжение 110/10 кВ. с естественной циркуляцией масла и воздуха. Характеристики трансформатора:  $U_n = 110 \pm 2 \cdot 2,5\% / 10,5$  кВ;  $I_n = 33,1/330$  А;  $E_k = 10,3\%$ ; соединен по схеме звезда/треугольник;
- Трансформатор ТМН-6300/110 - трехфазный, масляный, номинальной мощностью 6300 кВА, рассчитан на напряжение 110/10 кВ. с естественной циркуляцией масла и воздуха, наличием системы регулирования напряжения. Характеристики трансформатора:  $U_n = 115 \pm 9 \cdot 1,78\% / 11$  кВ;  $I_n = 31,6/330,7$  А;  $E_k = 11,1\%$ ; соединен по схеме звезда/треугольник;
- Маломасляные выключатели на стороне 10 кВ. ВМП-10К предназначен для КРУ с техническими характеристиками указанными в таблице 3

Таблица 3

Характеристики выключателя	600А	1000А	1500А
Вес масла, кг	4,5	-	-
Сопротивление токопровода, мкОм:			
Всего контура	55	40	30
Участка роликов	22	16	10
Участка розетки	33	24	20
Ход подвижных контактов, мм	240-245	-	-
Вжим	60+3(-5)	-	-

- Разъединители на стороне 110 кВ - РНДЗ-2-110 (наружной установки двухколонковый с наличием 2 –х заземлителей рассчитан на номинальное напряжение 110 кВ), (рисунок 3);

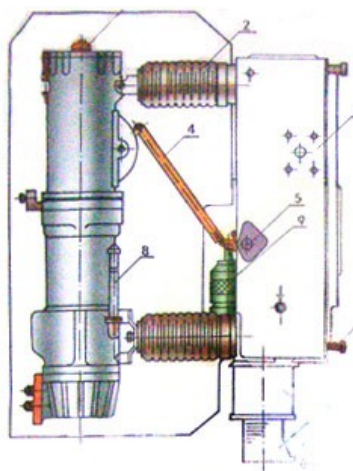


Рисунок 3 РНДЗ-2-110

- Разъединители на стороне 10 кВ – РВ-10-400 (внутренней установки предназначены для отключения и включения под напряжением и без нагрузки участков эл. цепи.) ;

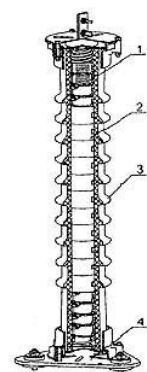


Рисунок 4 РВ-10-400

- Отделители ОД-110 предназначены для автоматического отключения повреждённого участка линии (после искусственного замыкания короткозамыкателя, в период между отключением выключателя на питающем конце линии и его повторным включением) и отключения токов холостого хода трансформаторов. Отделители устанавливаются на

трансформаторных подстанциях без выключателя на стороне высшего напряжения в сетях наружных установок на номинальное напряжение 35 кВ, 110 кВ переменного тока частоты 50 Гц.;

- Короткозамыкатели типов КЗ-110 (М) предназначены для создания искусственного короткого замыкания на землю с целью вызвать отключение от защиты выключателя, установленного на питающем конце линии. Короткозамыкатели устанавливаются на трансформаторных подстанциях без выключателя на стороне высшего напряжения в сетях наружных установок на номинальное напряжение 35 кВ, 110 кВ переменного тока частоты 50 Гц.;
- Трансформатор напряжения НТМИ-10 (трехфазный, с естественным масляным охлаждением, для измерительных цепей на класс напряжения 10 кВ.);
- Трансформаторы тока ТВТ-110 (встроенные в силовой трансформатор на номинальное напряжение 110 кВ.) на ток 100 (А) –Т1; и 150 (А)-Т2;
- Трансформаторы тока ТПЛ-10 (проходной с литой изоляцией) на токи 100, 200, 300 и 400 (А), класса точности 0,5;
- Разрядники РВС-110( вентильный, стационарный) и РВП-10 - вентильные предназначены для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования переменного тока частотой 50 и 60 Гц. Изготавливаются для сетей с любой системой заземления нейтрали на напряжение 110 кВ. и 10 кВ соответственно. ;
- Разрядники в нейтралях Т-1 и Т-2 РВС-35 и РС-15. Разрядник устанавливается на изолированном от "земли" основании (4) для удобства присоединения регистратора срабатывания и для измерения токов проводимости.;
- Масляные трансформаторы собственных нужд ТМ-25/10/0,23 и ТМ-63/10/0,23 соответственно мощностью 25 кВА и 63 кВА.;



- Предохранители ПК-10 на 5(А) и 10 (А) предназначены для защиты от перегрузок и коротких замыканий трансформаторов собственных нужд со стороны 10 кВ.;
- РВО-10/400 - Разъединители внутренней установки однополюсные.;
- УФП-75 – фильтр присоединения для в/ч обработки ВЛ-110 кВ.;
- Конденсатор связи СМП-110 предназначен для обеспечения высокочастотной связи на частотах от 36 до 750 кГц в линиях электропередач переменного тока частотой 50 и 60 Гц.;
- Секция шин СБРУ-10 кВ.;

## 2.4 Релейная защита подстанции и электроустановок

На п/с «\_\_\_\_\_ское» для защиты от перегрузки и токов короткого замыкания установлены следующие защиты:

- Для защиты трансформатора – дифференциальная защита ДЗТ-11. Она применяется для защиты трансформаторов от К.З. между фазами, на землю и от замыканий витков одной фазы;
- Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов от внутренних повреждений. Она реагирует на такие опасные повреждения, как замыкания между витками обмоток, на которые не реагируют другие виды защит из-за недостаточного значения тока при этом виде повреждения. Газовая защита осуществляется с помощью специальных газовых реле, которые подразделяются на *поплавковые, лопастные и чашечные*. На трансформаторе установлена в качестве газовой защиты – газовое реле Бухгольца типа ВФ80/Q поплавкового типа;

- Максимальная токовая защита для защиты линии от перегрузки или короткого замыкания.

В приложении 2 даны принципиальные схемы релейной защиты подстанции.

## 2.5 Учёт, системы управления и автоматизации электроснабжения

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования подстанции осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов. На сборных шинах установлены расчетные счетчики типа СЕ-101, учитывающие активную и реактивную энергию, амперметры и вольтметры Э-335, подключенные через трансформаторы напряжения НТМИ-10 и трансформаторы тока ТПЛ-10. Регулирование напряжения на шинах 10 кВ подстанции осуществляется с помощью устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) трансформаторов. Устройство АПВ - работает в едином комплекте с релейной защитой. При возникновении КЗ на линии срабатывает релейная защита этой линии и отключает соответствующий выключатель. Через некоторый промежуток времени  $t_{АПВ}$  устройство вновь включает линию. При повышении частоты до нормального значения в целях сокращения перерыва в электроснабжении потребителей, отключенных АЧР, применяется для них автоматическое повторное включение (частотное АПВ – ЧАПВ). Линии 3 и 5 п/с «\_\_\_\_\_ская» подключены к АЧР – автоматическая частотная разгрузка. АЧР выполнена таким образом, чтобы не допустить даже кратковременного снижения частоты ниже 45 Гц. Работа энергосистемы с частотой менее 47 Гц допускается в течение 20 с, а с частотой 48,5 Гц – 60 с. АЧР предусматривает отключение потребителей небольшими долями по мере снижения частоты (АЧР1) или по мере увеличения продолжительности

существования пониженной частоты (АЧРП). Наиболее эффективной является АЧР. Принципиально-монтажная схема АЧР 10 кВ. приведена в приложении 3.

### 3 ОХРАНА ТРУДА НА ПРЕДПРИЯТИИ

#### 3.1 Организационные мероприятия

При организации работы с персоналом согласно Федеральному закону «Об основах охраны труда в Российской Федерации» надлежит исходить из принципа государственной политики о признании и обеспечении приоритета жизни и здоровья работников по отношению к результатам производственной деятельности. Руководитель организации обязан организовать работу с персоналом согласно действующему законодательству и Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП). Права, обязанности и ответственность руководящих работников организации, руководителей структурных подразделений по выполнению норм и правил, установленных соответствующими государственными органами, в том числе по работе с персоналом, определяются распорядительными документами.

К организационным мероприятиям относятся:

- правильная организация и ведение безопасных методов работы;
- обучение и инструктаж персонала;
- контроль и надзор за выполнением правил технической эксплуатации и технической безопасности;



В зависимости от категории персонала применяется та или иная форма работы.

С административно-техническим персоналом проводятся:

- вводный и целевой (при необходимости) инструктажи по охране труда;
- проверка знаний правил, норм по охране труда, ПТЭЭП, правил пожарной безопасности и других нормативных документов;
- профессиональное дополнительное образование для непрерывного повышения квалификации.

С административно-техническим персоналом, имеющим права оперативного оперативно-ремонтного или ремонтного персонала, помимо указанных форм работы должны проводиться все виды подготовки, предусмотренные для оперативного, оперативно-ремонтного или ремонтного персонала.

С оперативным и оперативно-ремонтным персоналом проводятся:

- вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый и целевой инструктажи по охране труда, а также инструктаж по пожарной безопасности;
- подготовка по новой должности или профессии с обучением на рабочем месте (стажировка);
- проверка знаний правил, норм по охране труда, ПТЭЭП, правил пожарной безопасности и других нормативных документов;
- дублирование;
- специальная подготовка;
- контрольные противоаварийные и противопожарные тренировки;
- профессиональное дополнительное образование для непрерывного повышения квалификации.

С ремонтным персоналом проводятся:

- вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый и целевой инструктажи по охране труда, а также инструктаж по пожарной безопасности;
- подготовка по новой должности или профессии с обучением на рабочем месте (стажировка);

- проверка знаний правил, норм по охране труда, ПТЭЭП, правил пожарной безопасности и других нормативных документов;

- профессиональное дополнительное образование для непрерывного повышения квалификации.

Все работы в электроустановках персоналом проводятся по наряду, распоряжению или по перечню работы выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

### 3.2 Технические мероприятия

К техническим мероприятиям относятся:

- обеспечение нормального освещения в зоне работ;
- применение необходимых мер и средств защиты;
- применение безопасного ручного инструмента, а так же применение блокировок коммутационных аппаратов, спецодежды.

Для предотвращения ошибочного доступа оперативного персонала используют защитные блокирующие системы, исключающие неправильные и опасные действия при работах на подстанциях, в том числе: блокировки между короткозамыкателями и определителями, которые не дают возможности отключить определитель до включения короткозамыкателя; блокировки в шкафах КРУ, которые не позволяют включать масляный выключатель при включенных заземляющих ножах; блокировки на разъединителях (между главным и заземляющими ножами). Площадки для установки высоковольтных аппаратов устанавливаются на высоте не менее 2,5 метров от уровня земли, что позволяет обеспечить недоступность прикосновения к токоведущим частям. Подстанцию ограждают сплошной сетчатой оградой высотой 1,5 м. Весь оперативно-ремонтный персонал обеспечен индивидуальными средствами защиты и средствами защиты от действия эл. тока.

### 3.3 Безопасность и экологичность

Условия труда на подстанции должны быть безопасными для обслуживающего персонала. По опасности поражения электрическим током помещения подстанции относятся к особо опасным. По степени воздействия на человека пыль относится к 4 классу опасности и имеет ПДК -4 мг/м<sup>3</sup>. Воздух в помещениях не содержит вредных веществ, ПДК которых превышает допустимый уровень. Помещение КРУ не отапливается в холодное время года, так как присутствие обслуживающего персонала непродолжительное. Уровень шума в помещении силовых трансформаторов не превышает допустимый уровень. Вибрация нормируется ГОСТ12.1.012-90. Параметры вибрации в помещении силовых трансформаторов гораздо ниже гигиенических норм. В помещении вибрация практически отсутствует. Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах принимались для категории II б: работы с интенсивностью энергозатрат (201-250 ккал/ч) (233-290 Вт), связанные с ходьбой, перемещение и перенос тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением. Наружное освещение подстанции предусмотрено прожекторами типа РКУОЗ-500-001-УХЛ1 мощностью 500 кВт каждый, устанавливаемыми на прожекторных мачтах. Освещение подстанции предусмотрено полугерметичными светильниками с лампами мощностью 60 Вт, напряжением 220 В. По задачам зрительной работы помещения подстанции относятся к 1-й группе (различение объектов зрительной работы при фиксированном направлении линии зрения работающих на рабочую поверхность). Ремонтное освещение шкафов КРУ 10 кВт предусмотрено от переходного трансформатора 220/36 В, установленного в шкафу вода питания. алюминиевым проводом А 35.

Для обеспечения безопасности проведения работ по ремонту и техническому обслуживанию оборудования предусматривается:

- ограждение токоведущих частей;
- необходимые изоляционные расстояния между токоведущими частями и отдельными присоединениями;
- проходы и проезды;
- электромагнитная и механическая блокировки;
- защитное заземляющее устройство;
- дистанционное управление выключателями;
- рабочее и ремонтное освещение.

Подстанция не относится к категории взрывоопасных установок, поэтому специальных мер по взрывобезопасности не предусматривается. Противопожарные мероприятия запроектированы в соответствии с Инструкцией по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий (РД 153-34.0-49.101-2003). Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении трансформатора, в соответствии с п. 4.2.69 ПУЭ, на подстанции предусмотрена сеть маслоотводов со сбросом в закрытый маслосборник емкостью 50 м<sup>3</sup>. Емкость маслосборника рассчитана на задержание полного объема масла из наибольшего единичного оборудования плюс 20 м<sup>3</sup> воды. Пожаротушение на подстанции производится первичными средствами: огнетушителями, песком и т.д. Подстанция не оказывает вредного влияния на атмосферный воздух, т.к. при эксплуатации отсутствуют выбросы. При производстве работ не допускается:

- захламление территории строительными материалами, отходами и мусором, загрязнение токсичными веществами;
- вылив и утечки горюче-смазочных материалов;
- проезд транспортных средств по произвольным, не установленным в ППР маршрутам. Для защиты водной среды от засорения в процессе строительномонтажных работ предусмотрено оснащение рабочих мест и строительных площадок инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов. При эксплуатации сооружения воздействия на водные объекты не

производится. После проведения работ проводятся уборка строительного мусора, охрана и рациональное использование водных ресурсов. Применяемые строительные материалы химически не агрессивны и соответствующими нормативными документами рекомендованы к использованию.

## 4 ИНДИВИДУАЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ ПО БЖД

### 4.1 Защитное заземление

В пределах территории подстанции возможно замыкание на землю в любой точке. В месте перехода тока в землю, если не предусмотрены особые устройства для проведения тока в землю, возникают значительные потенциалы, опасные для людей, находящихся вблизи. Для устранения этой опасности на подстанции предусматривают заземляющие устройства, назначение которых заключается в снижении потенциалов до приемлемых значений.

Вспомогательными заземлителями являются металлические предметы любого назначения, так или иначе соединенных с землей, например, стальных каркасов зданий, арматуры железобетонных оснований, труб любого назначения и т.п.

К основному заземлителю в общем случае присоединяют:

- вспомогательные заземлители;
- нейтрали генераторов, трансформаторов, подлежащих заземлению в соответствии с принятой системой рабочего заземления;
- разрядники и молниеотводы;

- металлические части электрического оборудования, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением при повреждении изоляции, например основания и кожухи электрических машин, трансформаторов, аппаратов, токопроводов, металлические конструкции РУ, ограждения и т.п.;
- вторичные обмотки измерительных трансформаторов, нейтрали обмоток 380/220 В силовых трансформаторов.

Расчет заземляющего устройства проводится в следующем порядке:

1. В соответствии с ПУЭ устанавливают допустимое сопротивление заземляющего устройства  $R_3$ . Если заземляющее устройство является общим для установок на различное напряжение, то за расчетное принимается наименьшее из допустимых.
2. Определяют необходимое сопротивление искусственного заземлителя с учетом использования естественного заземлителя, включенного параллельно, из выражения

$$R_{и} = \frac{R_e R_3}{R_e - R_3}; \quad (4.1)$$

где  $R_3$  – допустимое сопротивление заземляющего устройства принятое по п.1;

$R_{и}$  – сопротивление искусственного заземлителя;

$R_e$  – сопротивление естественного заземлителя.

3. Определяют расчетное удельное сопротивление грунта  $\rho_p$  для горизонтальных и вертикальных электродов с учетом повышающего коэффициента  $K_{п}$ , учитывающего высыхание грунта летом и промерзание его зимой по формулам:

$$\rho_{p.g} = \rho_{уд} K_{п.g}; \quad (4.2)$$

$$\rho_{p.v} = \rho_{уд} K_{п.v}; \quad (4.3)$$

где  $\rho_{уд}$  – удельное сопротивление грунта;

$K_{п.г}$  и  $K_{п.в}$  – повышающие коэффициенты для горизонтальных и вертикальных электродов соответственно.

4. Определяют сопротивление растеканию одного вертикального электрода по выражению:

$$R_{в.о} = \frac{\rho_{п.в}}{2\pi l} \left( \ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right); \quad (4.4)$$

где  $l$  – длина стержня, м;

$d$  – диаметр стержня, м;

$t$  – глубина заложения, расстояние от поверхности почвы до середины стержневого заземлителя, м;

5. Определяют ориентировочное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования  $K_{и.в}$  :

$$N = \frac{R_{о.в.э}}{K_{и.в} R_{и}}; \quad (4.5)$$

где  $R_{о.в.э}$  – сопротивление растеканию одного вертикального электрода, определенное в п.4;

$R_{и}$  – сопротивление искусственного заземлителя, найденное в п.2.

Коэффициент использования заземлителя учитывает увеличение сопротивление заземлителя вследствие явления экранирования соседних электродов.

6. Определяют расчетное сопротивление растеканию горизонтальных электродов  $R_{р.г.э}$  по формуле

$$R_{р.г.э} = \frac{R_{г.э}}{K_{и.г.э}}; \quad (4.6)$$

где  $R_{г.э}$  – сопротивление растеканию горизонтальных электродов, определяемое по выражению:

$$R_{г.э} = \frac{\rho_{п.э}}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bt} ; \quad (4.7)$$

где  $l$  – длина электрода;

$b$  – ширина полосы;

$t$  – глубина заложения электрода.

7. Уточняют необходимое сопротивление вертикальных электродов с учетом проводимости горизонтальных соединительных электродов

$$R_{в.э} = \frac{R_{п.э.э} R_u}{R_{п.э.э} - R_u} ; \quad (4.8)$$

8. Определяют число вертикальных электродов с учетом уточненного сопротивления вертикального заземлителя:

$$N = \frac{R_{о.в.э}}{K_{у.в.э} R_{в.э}} ; \quad (4.9)$$

9. Принимают окончательное число вертикальных электродов, намечают расположение заземлителей.

Рассмотрим расчет заземляющего устройства для данной подстанции.

1. Заземляющее устройство и грозозащита подстанции должны быть выполнены в соответствии с ПУЭ п. 1.7. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 0,5 Ом в любое время года [13 п.1.7.51].

Удельное сопротивление грунта:  $\rho=100$  Ом\*м.

2. При расчете заземляющего устройства сопротивлением естественных заземлителей пренебрегаем, они уменьшают общее сопротивление



заземляющего устройства, их проводимость идет в запас надежности.

Тогда

$$R_H = 0,5 \text{ Ом};$$

3. Определим расчетные удельные сопротивления грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей, принимая:

$$K_{п.г.} = 4,5 \text{ и } K_{п.в.} = 1,5 [22];$$

$$\rho_{р.г.} = 100 * 4,5 = 450 \text{ Ом};$$

$$\rho_{р.в.} = 100 * 1,5 = 150 \text{ Ом};$$

4. Находим сопротивление стеканию тока одного вертикального электрода. В качестве вертикального электрода примем круглый стальной стержень диаметром 14 мм, длиной 10м. Верхние концы стержней заглублены на глубину 0,8 м от поверхности земли.

Таким образом

$$H = 0,8 \text{ м};$$

$$t = H + l/2 = 0,8 + 10/2 = 5,8 \text{ м};$$

$$l = 10 \text{ м};$$

$$d = 14 * 10^{-3} \text{ м};$$

$$R_{об.э} = \frac{150}{2 * 3,14 * 10} \left( \ln \frac{2 * 10}{14 * 10^{-3}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 * 5,8 + 10}{4 * 5,8 - 10} \right) = 18,5 \text{ Ом};$$

5. Определим примерное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования  $K_{и.в.} = 0,35$ . [22]

$$N = \frac{18,5}{0,5 * 0,35} = 106;$$

6. Определим сопротивление стеканию тока горизонтального заземлителя  
Для выравнивания потенциалов по всей площади подстанции выполняется уравнивательный контур из стальных полос сечением 40x4 мм<sup>2</sup>, прокладываемый на глубине 0,8 м от поверхности земли.

$$H = 0,8 \text{ м};$$

$$t = 0,802 \text{ м};$$

$$L=586 \text{ м.};$$

$$b=0,04 \text{ м.};$$

$$R_{г,э} = \frac{450}{2*3,14*586} \ln \frac{2*586}{0,04*0,802} = 1,285 \text{ Ом};$$

7. Уточняем необходимое сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{в,э} = \frac{1,285*0,5}{(1,285-0,5)} = 0,82 \text{ Ом};$$

8. Определяем окончательное число вертикальных электродов:

$$N = \frac{18,5}{0,35*0,82} = 65;$$

9. Таким образом, заземляющее устройство подстанции «\_\_\_\_\_ская» состоит из горизонтальных и вертикальных заземлителей. Горизонтальный заземлитель (стальные полосы) прокладывается на расстоянии 0,8 – 1 м от фундаментов или оснований оборудования. Заземляющие стержни заглубляются в грунт с помощью вибромолота с расстоянием между стержнями 4 м.

Защитное заземление подстанции удовлетворяет требованиям рабочих заземлений и заземлений средств грозозащиты. Однако при присоединении средств грозозащиты к защитным заземлениям подстанции необходимо учитывать их особенности.

Защитные и рабочие заземлители отводят в землю ток промышленной частоты, и их сопротивление является стационарным, тогда как через средства грозозащиты проходит ток молнии, который имеет импульсную форму. При стекании с заземлителей больших токов молнии в землю вблизи поверхности электродов создаются очень высокие напряженности электрического поля, под воздействием которых пробивается слой земли, прилегающий к поверхности электрода. Вокруг электрода образуется проводящая зона искрения, которая как бы увеличивает поперечные размеры электрода и тем самым снижает его сопротивление. Однако, наибольший эффект снижения сопротивления за счет

искрения имеет место только в том случае, когда электроды имеют небольшие размеры и их индуктивное сопротивление практически не влияет на процесс отвода тока в землю. Такие заземлители называются сосредоточенными.

Следовательно, на подстанции возле каждого молниеотвода устанавливается по три стержня, а у каждого ОПНа (ограничителя перенапряжения) – по одному стержню.

К заземляющим устройствам ОРУ присоединены заземляющие тросы ЛЭП

Искусственные

- вертикальные

сталь Ст20

длиной 10 м,

и все естественные заземлители подстанции.

Рисунок 6 Схема защитного заземления подстанции

## 4.2 Молниезащита

При проектировании зданий и сооружений системы электроснабжения необходимо учитывать и предотвращать возможность их поражения ударами молнии. Особенно это относится к открытым электроустановкам.

Молнии характеризуются большим разрушающим действием, объясняемым большими амплитудой, крутизной нарастания и интегралом тока.

В соответствии с Руководящими указаниями по защите электростанций и подстанций 3-500 кВ от прямых ударов молнии (ПУМ) и грозových волн, набегающих с линий электропередачи, защите подлежат следующие объекты, расположенные на их территории:

- а) открытые распределительные устройства (ОРУ), в том числе шинные мосты и гибкие связи, в том числе шинные мосты и гибкие связи;
- б) здания машинного зала и закрытые распределительные устройства (ЗРУ);
- в) здания маслохозяйства.

ОРУ станций и подстанций защищаются от ПУМ стержневыми молниеотводами и только для протяженных шинных мостов и гибких связей применяются тросовые молниеотводы.

Защита ОРУ осуществляется установкой стержневых молниеотводов на порталах подстанций или устройством отдельно стоящих стержневых молниеотводов со своими обособленными заземлителями.

Молниеотводы, установленные на порталах подстанций, дешевле отдельно стоящих молниеотводов, так как требуют меньше металла на изготовление. Они ближе располагаются к защищаемому оборудованию, поэтому эффективнее используется их защитная зона. Но при поражении порталного молниеотвода ударом молнии с большой амплитудой и крутизной фронта импульса тока на молниеотводе и на портале значительно возрастает напряжение. Это напряжение может оказаться достаточным, чтобы вызвать

«обратное» перекрытие изоляции ОРУ с заземленных элементов на токоведущие части подстанции.

Порядок расчета стержневых молниеотводов:

$$h_a \geq D/8 \cdot p;$$

$$h = h_a + h_x - \text{полная высота молниеотвода,}$$

где  $h_a$  – активная высота молниеотвода;

$$h_{x1} = 11,35 \text{ м, } h_{x2} = 5,5 \text{ м} - \text{высота защищаемого объекта; } p = 1 \text{ при } h \leq 30 \text{ м,}$$

$D = 90 \text{ м}$  – большая диагональ четырехугольника с молниеотводами в его вершинах.

$$h_a \geq 90/8 \cdot 1 = 11,25 \text{ м. Принимаю } 11,5 \text{ м.};$$

$$h = 11,35 + 11,5 = 22,85 \text{ м. Принимаю } 23 \text{ м.};$$

Высоту молниеотвода от земли выбирают такой, чтобы защищаемые оборудование и конструкции попали в зону защиты молниеотвода, внутри которой с достаточной надежностью (в электроустановках 99,5% – зона защиты типа А) обеспечивалась бы защита зданий и сооружений от прямых ударов молнии.

Расчетная зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой  $h < 150 \text{ м}$  представляет собой конус с высотой

$$h_o = 0,85h;$$

$$h_o = 0,85 \cdot 23 = 19,55 \text{ м};$$

и радиусами на уровне земли и уровне защищаемого оборудования

$$r_o = (1,1 - 0,002h)h;$$

$$r_x = (1,1 - 0,002h)(h - h_x/0,85);$$

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot 23) \cdot 23 = 24,3 \text{ м};$$

$$r_{x1} = (1,1 - 0,002 \cdot 23) \cdot (23 - 11,35/0,85) = 10,17 \text{ м.};$$

$$r_{x2} = (1,1 - 0,002 \cdot 23) \cdot (23 - 5,5/0,85) = 17,42 \text{ м.};$$

Два молниеотвода одинаковой высоты, находящихся друг от друга на расстоянии  $h < L_1 < 3h$  ( $23 < L_1 = 67 < 3 \cdot 23 = 69$ ) образуют общую зону защиты. Зона

характеризуется между молниеотводами гребнем в виде ломаной линии; наинизшая точка этого гребня имеет высоту

$$h_c = h_o - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4}h)(L_1 - h);$$

$$r_{cx} = r_o (h_c - h_x) / h_c;$$

$$r_c = r_o ;$$

$$h_c = 19,55 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 23)(67 - 23) = 11,76 \text{ м};$$

$$r_{cx1} = 24,3 (11,76 - 11,35) / 11,76 = 0,85 \text{ м};$$

$$r_{cx2} = 24,3 (11,76 - 5,5) / 11,76 = 12,94 \text{ м};$$

$$r_c = 24,3 \text{ м};$$

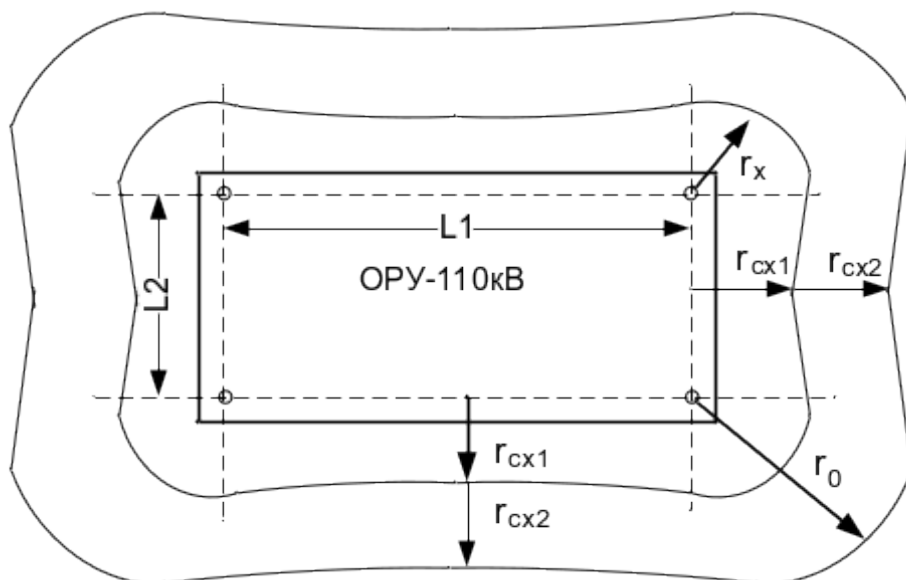


Рисунок 7 Схема грозозащиты ОРУ-110кВ.

Молниеотводы состоят из молниеприемника, несущей конструкции, токоотвода и заземлителя. Молниеприемник непосредственно воспринимает прямой удар молнии. Поэтому он должен надежно противостоять механическим и тепловым воздействиям тока и высокотемпературного канала молнии. Молниеприемники изготавливаются из прокатной стали любого профиля сечением не менее  $100 \text{ мм}^2$ , при длине не более 2,5 м. Несущая конструкция несет на себе молниеприемник и токоотвод, объединяет все элементы

молниеотвода в единую, жесткую, механически прочную конструкцию. В энергетике получили широкое распространение конструкции молниеотводов с деревянными, железобетонными и металлическими опорами.

Токоотвод соединяет молниеприемник с заземлителем и предназначен для пропускания тока молнии от молниеприемника к заземлителю. Поэтому он рассчитывается на тепловые и электродинамические воздействия, связанные с прохождением по нему тока молнии. Токоотводы у молниеотводов с деревянными опорами изготавливаются различного профиля с сечением, рассчитанным для прохождения полного тока молнии. Рекомендуется брать круглую сталь диаметром не менее 6 мм<sup>2</sup>, угловую сталь сечением не менее 48 мм<sup>2</sup> и толщиной стенки 4 мм.

Заземлители молниеотводов служат для отвода тока молнии в землю. Исходя из требований грозоупорности ЭУ, сопротивления заземлителей не должны превосходить 10-15 Ом.

Соединение отдельных частей токоотвода между собой, с молниеприемником и с заземлителем производится при помощи сварки. Для предохранения от коррозии токоотводы окрашиваются

#### 4.3 Освещение подстанции

На подстанции предусмотрено рабочее и аварийное освещение. Территория ОРУ-110 освещается прожекторами, питающимися от сети переменного тока напряжением 220 В. Ремонтное освещение осуществляется от переносных светильников с лампами накаливания на напряжение 12 В. Аварийное освещение принимаем равным 35% от основного, питающееся от сети постоянного тока, т.е. от аккумуляторов.

Внутреннее освещение ОПУ выполнено светильниками типа ЛСПО2 (с люминесцентными лампами, подвесные, для промышленных и производственных зданий). Выбор мощности и количества прожекторов освещения ОРУ производится в соответствии с нормами, установленными в ПУЭ.

Световой поток определяется по выражению:

$$\Phi = \frac{1000 \cdot E_n \cdot K_{\text{зан}}}{\mu \cdot e}, \quad (4.1)$$

$$\Phi = \frac{1000 \cdot 5 \cdot 1,5}{1,1 \cdot 1} = 6818,18 \text{ лм},$$

где  $E=5$  лк – минимальная освещенность, принято для ОРУ ГПП по шкалам освещенности;  $K_{\text{зан}}=1,5$  – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения стёкол прожекторов;  $e=1$  – суммарная условная освещенность от близлежащих источников;  $\mu=1,1$  – коэффициент добавочной освещенности за счет отраженного светового потока.

Число прожекторов:

$$N = \frac{E \cdot K_{\text{зан}} \cdot S \cdot Z}{\Phi \cdot \eta}, \quad (4.2)$$

$$N = \frac{5 \cdot 1,5 \cdot 3750 \cdot 1,2}{6818,18 \cdot 0,65} = 7,61 \approx 8;$$

где  $Z=1,2$  – отношение средней освещенности к минимальной;  $S=3750 \text{ м}^2$  – площадь подстанции;  $\eta=0,65$  – КПД светового потока.

Примем число прожекторов равным  $N=8$ .

Мощность одной лампы:

$$P = \frac{W \cdot S}{N}; \quad (4.3)$$

$$P = \frac{1 \cdot 3750}{8} = 500 \text{ Вт};$$

где  $W = 1 \text{ Вт/м}^2$  – удельная мощность.

К установке принимаем 8 прожектора типа РКУОЗ–500–001–УХЛ1 с лампами ДРЛ мощностью по 500 Вт.



Устанавливаются прожекторы по периметру ОРУ -110 через 32 метра на высоте  $h=14\text{м}$ .

## 5 Индивидуальное задание по Экономике

ФСА - это метод системного исследования функций объекта проектирования, направленный на минимизацию затрат в сфере проектирования строительства, изготовления и эксплуатации системы электроснабжения при сохранении или даже повышении ее качества, полезности, надежности и безопасности.

Проектная форма ФСА обладает следующими особенностями, определяющими возможность и целесообразность ее использования при выработке проектных решений.

Цель творческой формы ФСА – предотвращение появления излишних функций, элементов и затрат при сохранении (повышении) функциональных и потребительских свойств объекта проектирования.

Сфера использования – проектирование системы электроснабжения (СЭ).

Основной объект изучения – номинальные функции СЭ.

Степень автономности и использования – подчиненность традиционным этапам опытно-конструкторских работ (ОКР), сливается с процессом проектирования, алгоритмизируя по заданным целевым функциям.

Порядок моделирования – от функционального к структурному.

Способ определения номинальных (требуемых) функций – путем построения «дерева целей» и задач проектирования.

Разнообразие способов поиска решений – все приемы творчества.

Стоимостная оценка функции – исходная процедура проектирования и интерактивная для всех этапов.

В состав задач, решаемых с помощью ФСА при выполнении проектных работ входят: определение рациональных границ значений технико-экономических параметров разрабатываемой СЭ или ее элементов и оптимальных требований к составу и ресурсу функций; достижение заданных требований элементам затрат; обеспечение конкурентоспособности; повышение технического уровня, показателей надежности, технологической и экологической безопасности; технологичности СЭ, снижение материалоемкости, энергоемкости, эксплуатационных затрат.

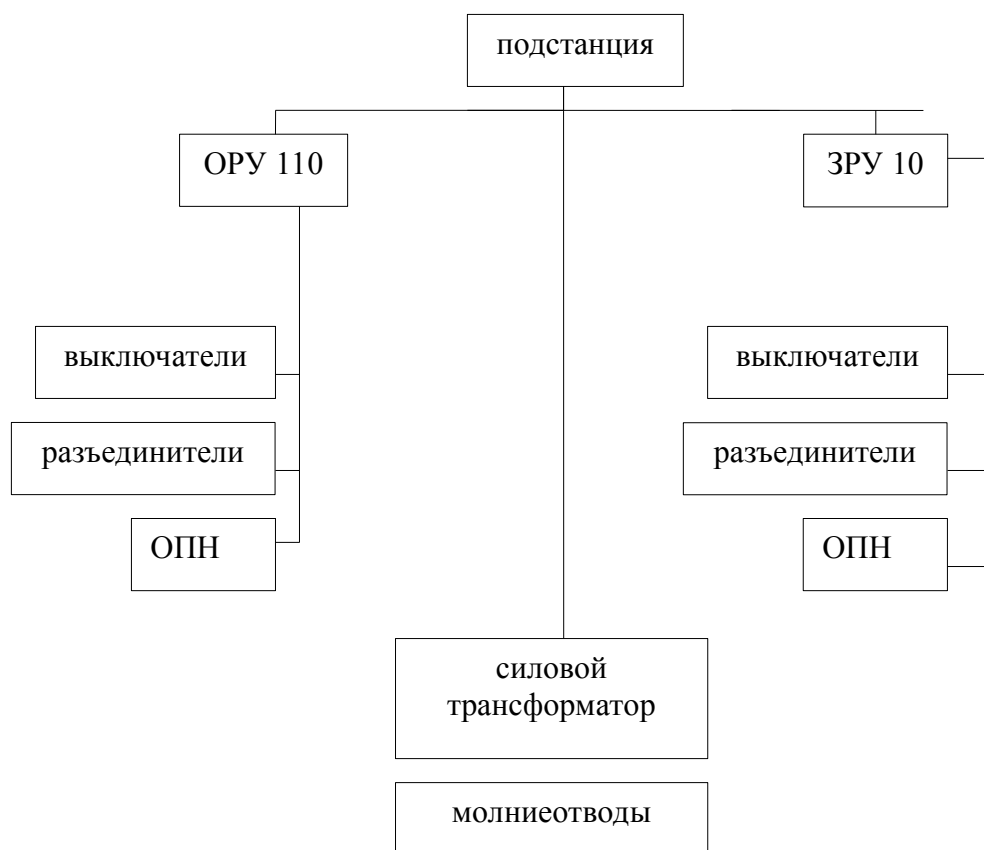


Рисунок 9 - Построение структурной модели

Построение совмещенной функционально-стоимостной модели системы.

Функционально-стоимостная модель (ФСМ) системы пригодна для выявления ненужных функций и элементов (бесполезных и вредных); определения функциональной достаточности и полезности элементов объекта; распределения затрат по функциям; оценки качества исполнения функций; выявления дефектных функциональных зон в объекте; определения уровня функционально-структурной организации изделия.

Построение ФСМ осуществляется путем совмещения ФМ и СМ объекта.

Оценка значимости функции ведется последовательно по уровням ФМ (сверху вниз), начиная с первого. Для главной и второстепенной, т.е. для внешних функций объекта, при оценке их значимости исходным является распределение требований потребителей (показателей качества, параметров, свойств) по значимости (важности).

Нормирующим условием для функции является следующее:

$$\sum_{j=1}^n r_{ij} = 1, \quad (5.2)$$

где  $r_{ij}$  - значимость  $j^{\text{ой}}$  функции, принадлежащей данному  $i^{\text{ому}}$  уровню ФМ (определяется экспертным путем);

$j=1,2,\dots,n$ ;

$n$  – количество функций, расположенных на одном уровне ФМ и относящихся к общему объекту вышестоящего уровня.

Для внутренних функций определение значимости ведется исходя из их роли в обеспечении функций вышестоящего уровня.

Определение относительной важности функции (R)

Учитывая многоступенчатую структуру ФМ, наряду с оценкой значимости функций по отношению к ближайшей вышестоящей функции, определяется показатель относительной важности функции любого  $i$ -го уровня  $R_{ij}$  по отношению к изделию в целом:

$$R_{ij} = \prod_i^{G-1} r_{ij}, \quad (5.3)$$

где  $G$  – количество уровней ФМ.

В случае, если одна функция участвует одновременно в обеспечении нескольких функций верхнего уровня ФМ, ее значимость определяется для

каждой из них отдельно, а относительная важность функции для объекта в целом рассчитывается как сумма значений  $R_{ij}$  по каждой ветви ФМ (от  $i^{\text{го}}$  уровня до первого), проходящей через эту функцию.

Оценка качества исполнения функций (Q)

Обобщенный (комплексный) показатель качества варианта исполнения функций оценивается по формуле:

$$Q_V = \sum_{n=1}^m \beta_n \cdot P_{nV}, \quad (5.4)$$

где  $\beta_n$  - относительная значимость n-го потребительского свойства;  $P_{nV}$  - степень удовлетворения n-го свойства в V-ом варианте; m – количество свойств.

Определение абсолютной стоимости функций

Функционально необходимые затраты – минимально возможные затраты на реализацию комплекса функций системы при соблюдении заданных требований потребителей (параметров качества) в условиях производства и применения (эксплуатации), организационно-технический уровень которых соответствует уровню сложности спроектированного объекта.

Абсолютная стоимость реализации функций  $S_{\text{абс}}$  определяется по формуле:

$$S_{\text{абс}} = S_{\text{изг}} + S_{\text{экс пл}} + S_{\text{тр}} + S_{\text{эн}} + S_{\text{проч}}, \quad (5.5)$$

где  $S_{\text{изг}}$  – затраты, связанные с изготовлением (приобретением) материального носителя функции. В состав этих затрат входят: затраты на проектирование, изготовление (модернизацию), пуско-наладочные работы, обучение персонала;  $S_{\text{экс пл}}$  – эксплуатационные затраты;  $S_{\text{тр}}$  – затраты, связанные с трудоемкостью реализации функции;  $S_{\text{эн}}$  – энергозатраты на реализацию функции;  $S_{\text{проч}}$  – прочие затраты на реализацию функции.

Определение относительной стоимости реализации функций

Относительная стоимость реализации функций  $S_{отнF}$  определяется по формуле:

$$S_{отнF} = \frac{S_{abcFij}}{\sum_1^n S_{abc}}, \quad (5.6)$$

где  $\sum S_{abc}$  – суммарная абсолютная стоимость функционирования объекта. Определяется путем суммирования значений абсолютных стоимостей реализации функций (столб. 7, табл. 4);

$S_{abcFij}$  – абсолютная стоимость реализации  $j^{ой}$  функции  $i^{го}$  уровня ФМ.

Построение функционально-стоимостных диаграмм (ФСД) и диаграмм качества исполнения функций (КИФ).

Данные диаграммы строятся для базового и проектного варианта исследуемой системы. Они имеют целью выявление зон диспропорции, т.е. зон избыточной затратности реализации функции, а также определение зон функциональной недостаточности (низкого качества исполнения функций).

Диаграммы ФСД и КИФ строятся для базового варианта (до принятия и реализации проектного решения) и проектного варианта.

Построение функционально-стоимостной модели.

Функционально-стоимостная модель представлена в таблице 4

Таблица 4 – ФСМ базового варианта.

Индекс функции	Наименование функции	Значимость функции , r	Относительная важность функции , R	Качество исполнения функции , Q	Абсолютная стоимость реализации функции , $S_{abc}$	Относительная стоимость реализации функции , $S_{отн}$
f <sub>1.1</sub>	обеспечение бесперебойного электроснабжения;	0,4	0,4	0,24	7862,7	0,215
f <sub>1.2</sub>	обеспечение безопасного электроснабжения;	0,4	0,4	0,24	2096,8	0,057
f <sub>1.3</sub>	обеспечение управления и учёта электроснабжения;	0,2	0,2	0,1	2332	0,064
f <sub>1.1.1</sub>	резервирование подачи	0,3	0,12	0,15	6246,1	0,171

	электроэнергии;					
f <sub>1.1.2</sub>	обеспечение коммутаций в нормальном и аварийном режимах;	0,7	0,28	0,35	1616,6	0,044
f <sub>1.2.1</sub>	защита подстанции и питающих линий от грозных перенапряжений;	0,4	0,16	0,12	1238,1	0,034
f <sub>1.2.2</sub>	защита от токов короткого замыкания;	0,6	0,24	0,3	858,7	0,023
f <sub>1.3.1</sub>	устройство телемеханики;	0,6	0,12	0,18	2038,2	0,056
f <sub>1.3.2</sub>	устройство автоматического учёта электроэнергии;	0,4	0,08	0,12	293,8	0,008
f <sub>1.1.1.1</sub>	использование двойной системы шин с обходной;	0,3	0,036	0,09	956	0,026
f <sub>1.1.1.2</sub>	установка второго трансформатора;	0,5	0,06	0,2	4535	0,124
f <sub>1.1.1.3</sub>	выполнение секционирования;	0,2	0,024	0,06	755,1	0,021
f <sub>1.1.2.1</sub>	установка элегазовых выключателей на стороне 110 и 35 кВ;	0,5	0,14	0,15	681,7	0,019
f <sub>1.1.2.2</sub>	установка вакуумных выключателей на стороне 10 кВ;	0,5	0,14	0,15	934,9	0,026
f <sub>1.2.1.1</sub>	установка ограничителей перенапряжения;	0,2	0,032	0,04	302,8	0,008
f <sub>1.2.1.2</sub>	установка молниезащиты;	0,8	0,128	0,16	935,3	0,026
f <sub>1.2.2.1</sub>	установка основной защиты трансформатора;	0,7	0,168	0,28	302,8	0,008
f <sub>1.2.2.2</sub>	установка резервной защиты трансформатора;	0,3	0,072	0,12	555,9	0,015
f <sub>1.3.2.2</sub>	установка и конфигурирование АРМ.	0,4	0,032	0,12	2038,2	0,056

Функционально-стоимостные диаграммы для базового варианта представлены на рисунках 10 и 11



Рисунок 10 – Функционально-стоимостная диаграмма базового варианта.



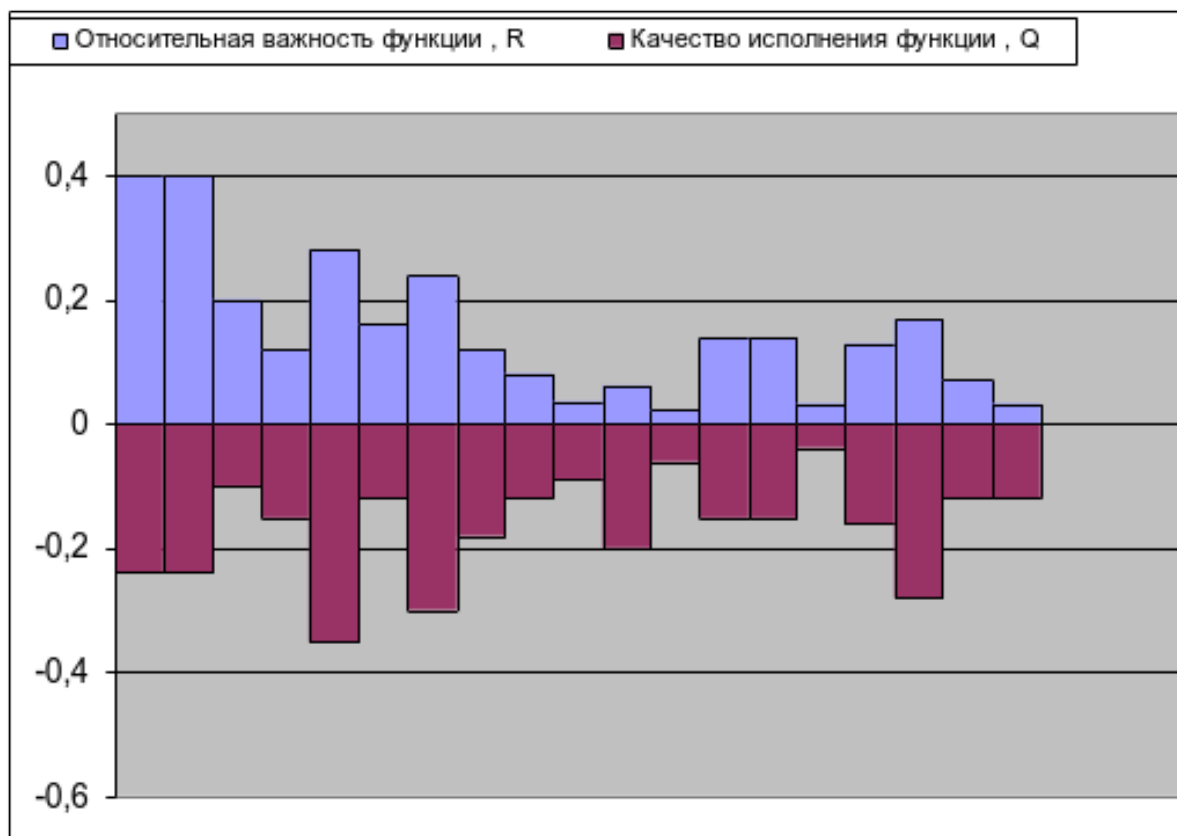


Рисунок 11 – диаграмма качества исполнения функций

Таблица 5 – ФСМ проектируемого варианта.

Индекс функции	Наименование функции	Значимость функции, $\gamma$	Относительная важность функции, $R$	Качество исполнения функции, $Q$	Абсолютная стоимость реализации функции, $S_{abs}$	Относительная стоимость реализации функции, $S_{otn}$
$f_{1.1}$	обеспечение бесперебойного электроснабжения;	0,4	0,4	0,36	7397,7	0,194
$f_{1.2}$	обеспечение безопасного электроснабжения;	0,4	0,4	0,36	1724,8	0,045
$f_{1.3}$	обеспечение управления и учёта электроснабжения;	0,2	0,2	0,16	4452	0,116

f <sub>1.1.1</sub>	резервирование подачи электроэнергии;	0,3	0,12	0,24	5967,1	0,156
f <sub>1.1.2</sub>	обеспечение коммутаций в нормальном и аварийном режимах;	0,7	0,28	0,56	1430,6	0,037
f <sub>1.2.1</sub>	защита подстанции и питающих линий от грозовых перенапряжений;	0,4	0,16	0,24	1052,1	0,028
f <sub>1.2.2</sub>	защита от токов короткого замыкания;	0,6	0,24	0,48	672,7	0,018
f <sub>1.3.1</sub>	устройство телемеханики;	0,6	0,12	0,36	3842,4	0,101
f <sub>1.3.2</sub>	устройство автоматического учёта электроэнергии;	0,4	0,08	0,24	609,6	0,016
f <sub>1.1.1.1</sub>	использование двойной системы шин с обходной;	0,3	0,036	0,18	863	0,023
f <sub>1.1.1.2</sub>	установка второго трансформатора;	0,5	0,06	0,35	4442	0,116
f <sub>1.1.1.3</sub>	выполнение секционирования;	0,2	0,024	0,12	662,1	0,017
f <sub>1.1.2.1</sub>	установка элегазовых выключателей на стороне 110 и 35 кВ;	0,5	0,14	0,3	588,7	0,015
f <sub>1.1.2.2</sub>	установка вакуумных выключателей на стороне 10 кВ;	0,5	0,14	0,3	841,9	0,022
f <sub>1.2.1.1</sub>	установка ограничителей перенапряжения;	0,2	0,032	0,1	209,8	0,005
f <sub>1.2.1.2</sub>	установка молниезащиты;	0,8	0,128	0,4	842,3	0,022
f <sub>1.2.2.1</sub>	установка основной защиты трансформатора;	0,7	0,168	0,49	209,8	0,005
f <sub>1.2.2.2</sub>	установка резервной защиты трансформатора;	0,3	0,072	0,21	462,9	0,012
f <sub>1.3.1.1</sub>	установка и конфигурирование АРМ.	0,4	0,032	0,2	1945,2	0,051

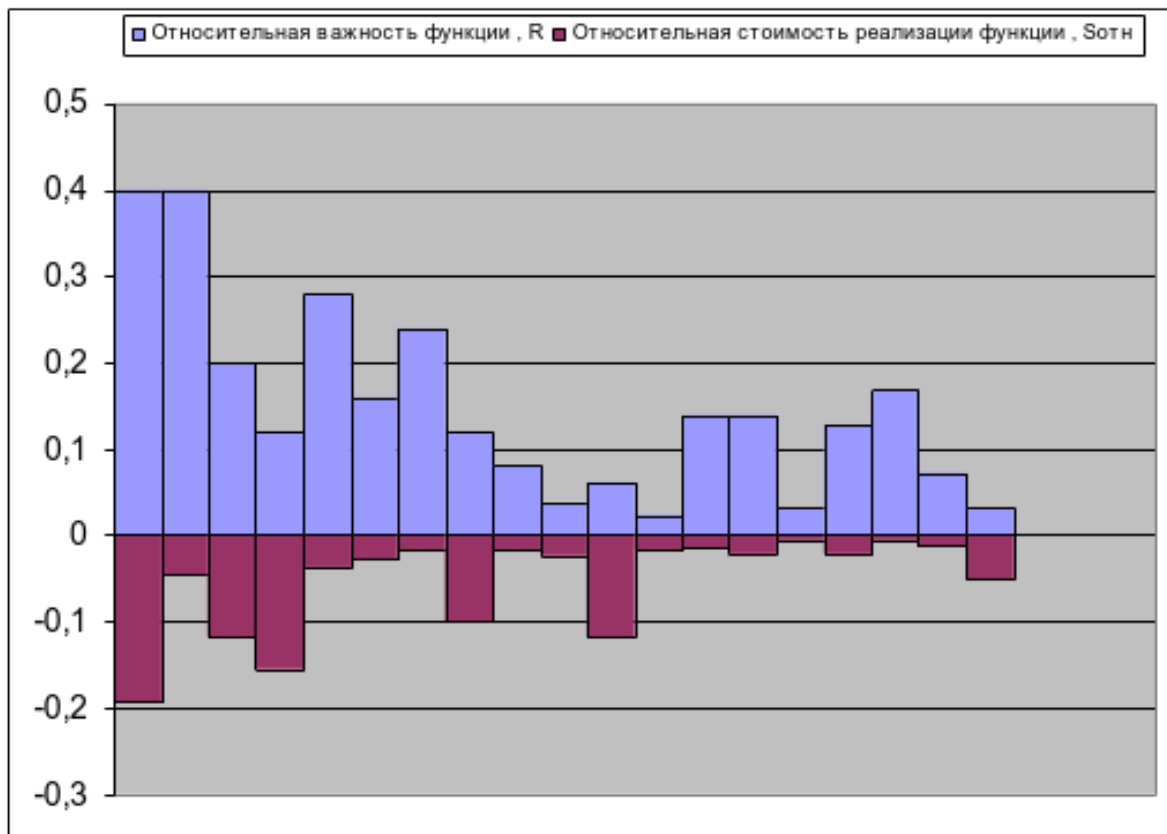


Рисунок 12 – Функционально-стоимостная диаграмма проектируемого варианта

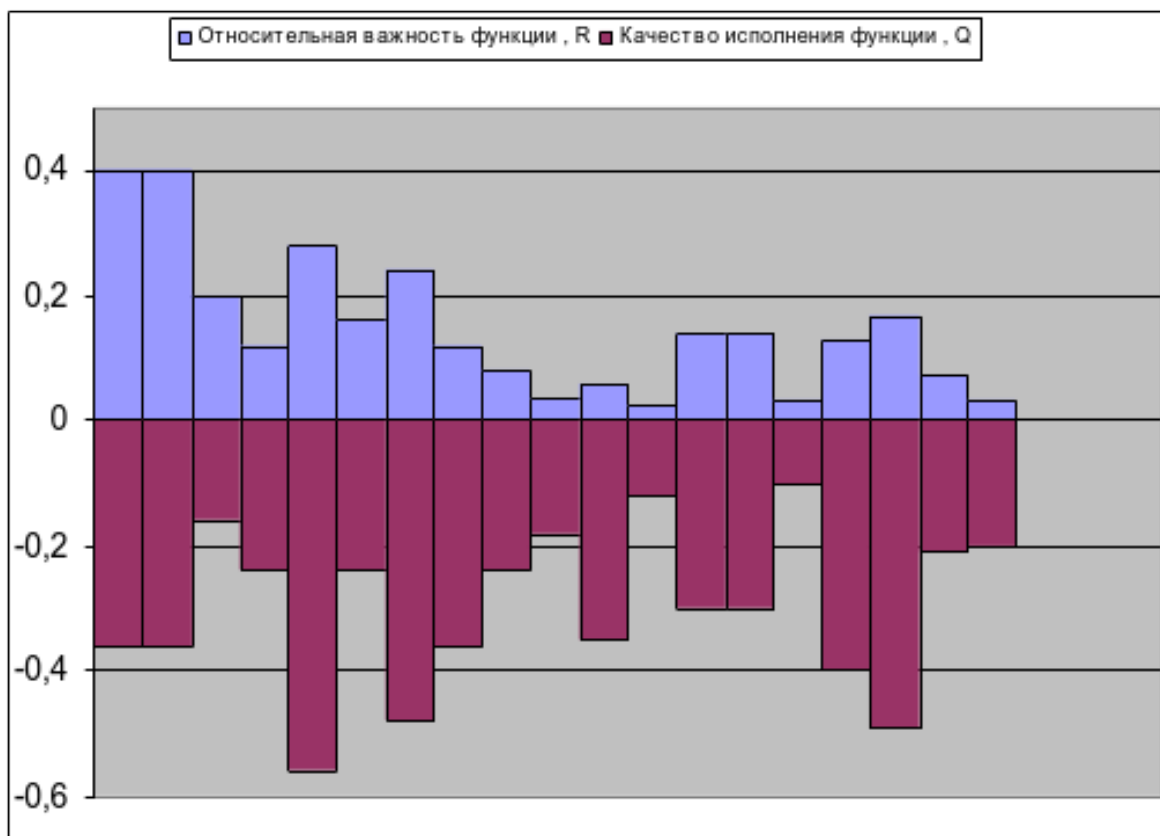


Рисунок 13 – диаграмма качества исполнения функций

### Расчет окупаемости и экономическая оценка проекта

Экономическая оценка проекта осуществляется на основе прогноза денежных средств с использованием следующих показателей:

1) Чистая приведённая величина дохода NPV – разность между приведёнными к началу реализации проекта поступлениями от реализации проекта и инвестиционными затратами, т.е. сумма дисконтированного чистого денежного потока за период реализации проекта:

$$NPV = \sum_{t=0}^T NCF_t \cdot PV_t$$

где T – продолжительность реализации проекта;

t – порядковый номер года реализации проекта;

NCF<sub>t</sub> – чистый денежный поток года t;

$PV_t$  – коэффициент дисконтирования в год  $t$ ;

2) Коэффициент дисконтирования ( $PV$  - фактор) для года  $t$  определяется по формуле:

$$PV_t = \frac{1}{(1+r)^t}$$

где  $r$  – ставка дисконта.

В качестве значения ставки дисконта  $r$  могут быть использованы действующие усреднённые процентные ставки по долгосрочным кредитам банка.

3) Внутренняя норма доходности  $IRR$  – это то значение ставки дисконтирования, при котором сумма дисконтированных поступлений денежных средств равна сумме дисконтированных платежей или чистая прибыль  $NPV$  обращается в ноль.

Значение внутренней нормы доходности определяется из соотношения:

$$\sum_{t=0}^T NCF_t \cdot \frac{1}{(1+IRR)^t} = 0$$

Расчёт внутренней доходности осуществляется либо методом итерационного подбора ставки дисконтирования, либо с использованием встроенной функции расчёта  $IRR$  для пакетов программ для ПЭВМ. Определим её методом итерационного подбора:  $IRR=88\%$ .

4) Период окупаемости проекта или период возврата инвестиций  $DPP$  – период времени, за который дисконтированные поступления от результатов внедрения проектных решений покроют инвестиции.

Т.е. значение периода окупаемости определяют из соотношения:

$$\sum_{t=1}^{DPP} CF_t \cdot IRR = IN$$

где  $CF_t$  – поступление денежных средств от эффектов, связанных с внедрением проекта;

IN – инвестиционные затраты;

Проект считается эффективным, если приведённая величина дохода положительна ( $NPV \geq 0$ ), а срок окупаемости 3 – 5 лет.

Инвестиции в проект представлены в таблице

Таблица 6 – Инвестиционные вложения в проект.

Наименование	Тип	Кол-во, шт.	Цена, руб
Трансформатор силовой	ТМН-2500-110	2	3000000
Выключатель элегазовый 110кВ	ВГУ-110Б	2	1338983
Ячейки КРУ 10 кВ	ВЭ-10	33	9820800
Разъединитель 110 кВ	РНДЗ-110	2	20700
Ограничитель перенапряжения	ОПН-110	2	58000
Ограничитель перенапряжения	ОПН-10	2	3200
Итого:			14 241 683

В силу того, что проект носит локальный характер, связанный с решением технической проблемы и имеет целью модернизацию существующего объекта, анализ и расчёт денежных потоков носит усреднённый характер. Данное обстоятельство обусловлено трудностью определения влияния экономического эффекта технического решения проекта на экономические показатели деятельности предприятия в целом. Поэтому при определении чистого денежного потока возложены следующие допущения:

- проценты по кредитам принимаются равными 0;
- налоги и прочие выплаты принимаются равными 0.

В качестве значения ставки дисконта принимается ставка центрального банка России –15%. Значение коэффициентов дисконтирования по годам:

$$PV_1=0,87; PV_2=0,76; PV_3=0,66; PV_4=0,57; PV_5=0,50.$$

Окупаемость проекта достигается за счёт увеличения полезного отпуска электрической энергии в сеть потребителей, а также за счёт повышения качества электроэнергии, отпускаемой в сеть.

Рост полезного отпуска электроэнергии потребителям, с учётом вновь подключаемой нагрузки и увеличением текущей принимаем не более 5% в год.

Увеличение тарифа – не более 15% в год.

Схема формирования денежного потока представлена в таблице []

Таблица 7 – Формирование денежного потока

Наименование показателя	Годы								Итого
	0	1	2	3	4	5	6	7	
Полезный отпуск эл. Энергии, млн. кВтч*год	113	118,65	124,58	130,81	137,35	144,22	151,43	159,00	
Прибыль рублей на 1 кВт*ч	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	
Эффект от проектного решения результаты, млн. руб.	0	27,29	32,95	39,79	48,05	58,02	70,05	84,59	206,09
затраты, млн. руб.	0	25,11	30,32	36,61	44,20	53,37	64,45	77,82	189,61
Денежные средства от реализации проекта, млн. руб.	0	2,18	2,64	3,18	3,84	4,64	5,60	6,77	16,49
Инвестиции, млн руб.	14,24								
Денежные средства от инвестиционной деятельности	-14,24								
Чистый денежный поток средств	-14,24	2,18	2,64	3,18	3,84	4,64	5,60	6,77	2,25
Дисконтированный чистый денежный поток средств	-14,24	1,90	1,99	2,09	2,20	2,31	2,42	2,54	1,22
Дисконтированный чистый денежный поток средств с нарастающим шагом	-14,24	-12,34	-10,35	-8,26	-6,06	-3,75	12,91	13,56	

График окупаемости проекта представлен на рисунке 8

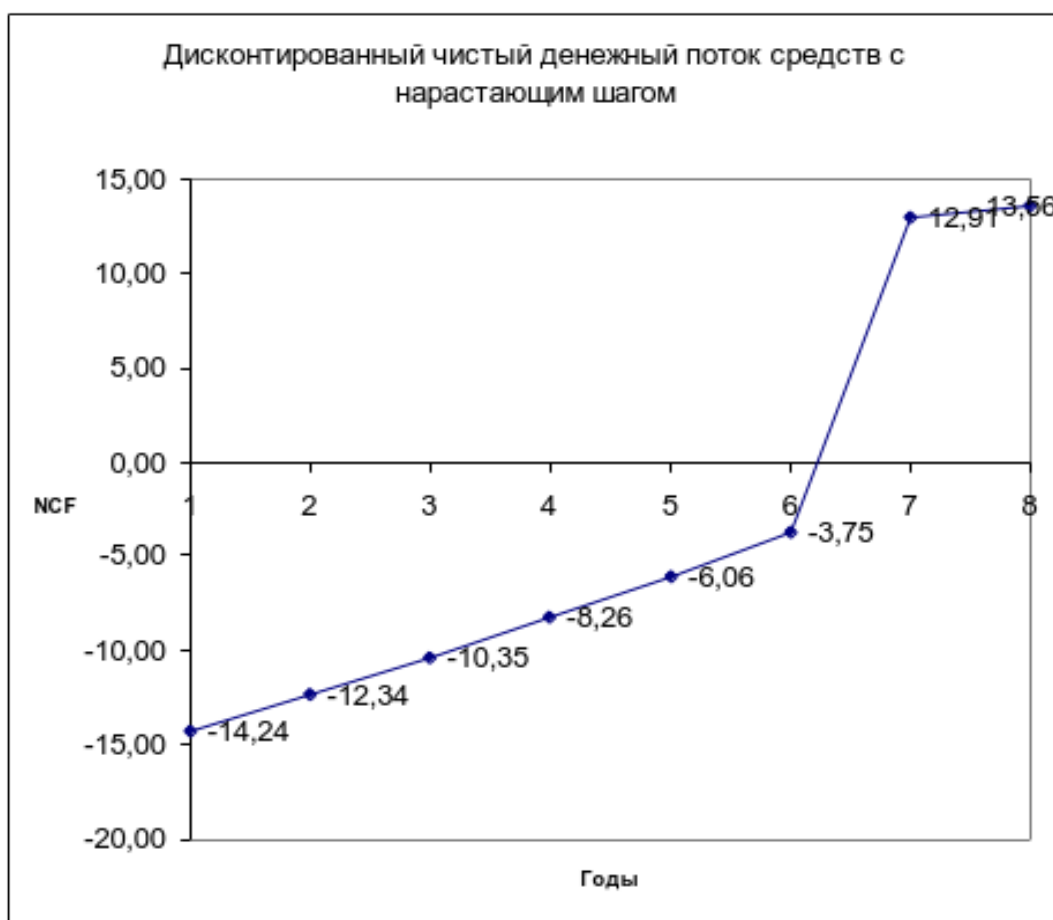


Рисунок 8 - Дисконтированный чистый денежный поток средств с нарастающим шагом

По построенным диаграммам видно, что качество заданных функций проектного решения выше, чем у базового варианта. Это значит, что повышение надёжности путём замены коммутационного оборудования положительно повлияло на качество электроснабжения потребителей подстанции. Относительная же стоимость, включающая в себя установку, затраты на монтаж и обслуживание вновь проектируемого оборудования по сравнению со старым, уменьшилась. Срок окупаемости проекта составил 6,2 года. Отсюда можно сделать вывод, что проектное решение модернизации подстанции было верным.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе преддипломной практики были изучены схемы электрических присоединений п/с «\_\_\_\_\_ская», применяемое технологическое и электрическое оборудования, процесс изготовления всей номенклатуры выпускаемой продукции, заземление и зануление оборудования, опасные и вредные производственные факторы, месторасположение цехов и оборудования, защита и автоматики. Были подробно разобраны режимы работы оборудования согласно технологического процесса, проведены экскурсии по предприятию. В конце преддипломной практики был проведён сбор материалов для дальнейшего дипломного проектирования.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Нормы технологического проектирования понижающих подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. 3-е изд. – М.: Энергия, 1979.-40 с.
- 2 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.
- 3 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.
- 4 Козлов В.Л. и др. Справочник по проектированию электроснабжения городов. – Л.: Энергоатомиздат, 1986.-256 с.
- 5 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: 4-е изд.–М.; Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
- 6 Конов А.А. Электрооборудование жилых зданий промышленных предприятий / 3-е изд., стер.– М.: Издательский дом «Додэка–21», 2006 . – 256 с.
- 7 Метод. указания к проектированию системы электроснабжения промышленного предприятия Мошкин В.И. –Ч.1- Курган : КГУ , 2005.– 55 с.
- 8 Справочник по проектированию электроснабжения/Под ред. В.И. Круповича, Ю.Г. Барыбина, М.Л. Самовера. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия , 1980. – 456 с. 9 Кривенков В.В., Новелла В.Н. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебн. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 328.с.
- 9 Кисаримов Р.А. Справочник электрика. – М.: ИП РадиоСофт, 2006. – 320 с.
- 10 Худяков З.И. Ремонт трансформаторов. Учебник для средн. проф.-техн. училищ. Изд. 4-е, перераб. и доп. М., «Высш. школа», 1977. – 240 с.
- 11 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебник для вузов. М., «высш. школа», 1975. – 360 с.

12 Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. Пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

13 ПУЭ. – Изд. 7-е, перераб. и доп. с изменениями. – СПб.: Главгосэнергонадзор России, 2007 - 457 с.

14 Кривенков В.В., Новелла В.Н. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебн. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1981, 328 с.

15 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. Электроустановки промышленных предприятий. /Под ред. В.И. Круповича, Ю.Г. Барыбина, М.Л. Самовера.-М.: Энергоатомиздат, 1981.-406 с.

16 Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ/Под редакцией И.Т. Горюнова и др.- М.: Папирус Про, 1999. – 608 с.

17 Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-150 кВ/Под редакцией И.Т. Горюнова, А.А. Любимова - М.: Папирус Про, 2003. – 640 с.

18 Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-150 кВ/Под редакцией И.Т. Горюнова, А.А. Любимова - М.: Папирус Про, 2005. – 640 с.

19 Рожкова Л.Д. , Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – М.: Издательский центр «ACADEMIA», 2004. – 448 с.

20 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

21 [www.niiot.ru](http://www.niiot.ru)

22 <http://www.zandz.ru>

23 <http://pogoda.ru.net>

## ПРИЛОЖЕНИЕ

