



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Лысьвенский филиал федерального государственного автономного образовательного
учреждения высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

на тему: «Разработка проекта системы электроснабжения ПС 35\6 кВ Вышка
г. Краснокамск»

студента группы ЭС9-22-1СПО по специальности
13.02.07 «Электроснабжение (по отраслям)»

Коротаев Дмитрий Сергеевич

Руководитель работы (проекта): Нечаев С.А. _____ \

Консультант по организационно - экономической части: Стругова Л.А.
_____ \

Консультант по промышленной экологии и охране труда: Тороцин А.К.
_____ \

Рецензент: _____ \

Допуск к защите: Тороцин А.К. _____ \

Лысьва, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ	7
1.1 Описание объекта исследования и постановка задачи совершенствования системы электроснабжения подстанции «Вышка» (ЦЭС, Краснокамский РЭС)	7
1.1.2 Оценка состояния электрического оборудования подстанций «Вышка» и обоснование необходимости в их совершенствовании	9
2. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	12
2.1 Совершенствование СЭС «Вышка»	12
2.1.1 Расчет электрических нагрузок.....	12
2.1.2 Проверка установленных силовых трансформаторов по коэффициенту загрузки.....	13
2.1.3 Выбор конструктивного построения схемы присоединения к энергосистеме	15
2.2 Расчет токов короткого замыкания	15
2.3 Выбор электрооборудования подстанции в РУ-35 кВ и РУ-6 кВ.....	24
2.3.1 Выбор электрооборудования РУ- 35 кВ.....	24
2.4 Компенсация реактивной мощности	28
2.5 Расчет и выбор уставок	38
3 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	43
3.1 Обоснование инвестиционных затрат в проекте «Совершенствование СЭС ПС «Вышка»»	43
3.2 Расчет эффективности инвестиций в проект	51
4 ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКОЛОГИЯ	55

4.1 Особенности утилизации трансформаторного масла.....	55
4.1.1 Характеристики и особенности работы трансформаторного масла ...	55
4.1.2 Особенности очистки трансформаторного масла.....	56
4.2 Охрана труда при выполнении работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики	57
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	60
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	61

СПИСОК УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ГЗУ - групповые замерные установки;

ЦППС. – Центральный пункт пожарной связи;

ОРУ – Открытое распределительное устройство;

ПС – Электрическая подстанция;

ВЛ – Высоковольтная линия;

СЭС – Система электроснабжения.

ВВЕДЕНИЕ

В зону обслуживания Краснокамского муниципального округа электрических сетей производственного отделения Центральные электрические сети филиала ПАО «Россети Урала» - «Пермэнерго» входят 8 подстанций 35-110 кВ, общей мощностью 128,2 МВа, 242 трансформаторные подстанции 6-10 кВ, 1189,618 км электрических сетей 0,4-110 кВ.

Общая мощность ТП принадлежащие ООО «РЭС» составляет: 64,363 МВт.

На балансе ООО «РЭС» находятся следующее оборудование и распределительные сети:

- РП-3 шт.;
- ТП-139 шт.;
- Абонентские ТП, подключенные к сетям ООО «РЭС»-72 шт.;
- Протяженность кабельных ЛЭП-6-10 кВ-122,47 км;
- Протяженность кабельных ЛЭП-0,4 кВ-130,03 км;
- Протяженность воздушных ЛЭП-6 кВ-80,11 км;
- Протяженность воздушных ЛЭП-0,4 кВ-183,23 км.
- Установлены разъединители марки РЛНД.

В дипломной работе рассмотрим ПС Вышка, питающая в основном п. Крым.

Название «Новый Крым» микрорайон получил по названию полуострова Крым – места, откуда были эвакуированы люди, ставшие первыми жителями нового заводского посёлка. Осенью 1941 г. на территорию заводского посёлка прибыли сотрудники и оборудование с Сакского и Краснопереконского химических заводов, эвакуированных с полуострова Крым.

Завод № 749 был введён в эксплуатацию осенью 1942 г. (с 1966 г. завод носил название Уральский химический завод, с 1973 г. – УПО «Галоген», с

1995 г. – ОАО «Галоген», с 2008 г. – АО «ГалоПолимер Пермь»). Эвакуированные стали первыми жителями нового поселения. В честь их родины, попавшей в зону боевых действий, деревня Чирки и построенные бараки стали называть поселком «Новый Крым».

В середине 1950-х г. начато строительство новых производств – фторорганических и фторнеорганических продуктов. В 1960-е г. расширено производство брома и бромистых реактивов, созданы новые производства: фтора, фтористого водорода, фтористых солей, фреонов, фторопластов, бытовой химии (дезодорантов, инсектицидов). В 1980-е г. налажен выпуск шестифтористой серы, гексафторпропилена, спиртов-теломеров. В 1990-е г. освоен выпуск коагулянта для очистки питьевой воды «Касофт», сульфата аммония, алюмоаммонийных квасцов, точных изделий из фторопласта.

В 1966 г. его переименовали в Уральский химический завод, в 1973-м – в «Галоген». В 1993 г. на базе завода организовали АО «Галоген» (с 1995 года – ОАО). В 2008-м пермский «Галоген» и «Завод полимеров» в Кирово-Чепецке объединились в химический холдинг «ГалоПолимер».

В 2005 г. были организованы новые производства: травильных и чистящих агентов для микроэлектроники; компонентов для литиевых источников питания; модификаторов поверхности тканей и упаковки; кислотных составов для повышения дебита нефтяных скважин; жидких диэлектриков и теплоносителей.

ПС 35 кВ Вышка (ЦЭС, Краснокамский РЭС) была введена в эксплуатацию в 1966 году, в связи с этим, возникли основные проблемы функционирования системы электроснабжения:

- высокая степень износа электросетей и электрооборудования;
- наличие бесхозных электрических сетей;
- низкий уровень уличного освещения микрорайонов частной застройки.

Учитывая высокую степень износа электросетей и оборудования, а также наличии бесхозяйных электрических сетей, можно сделать вывод об очень низкой энергоэффективности системы электроснабжения, и наличии крайне высоких потерь при передаче электроэнергии абонентам.

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Описание объекта исследования и постановка задачи совершенствования системы электроснабжения подстанции «Вышка» (ЦЭС, Краснокамский РЭС)

Для выявления необходимых объёмов работ по улучшению технического состояния объектов электроснабжения следует провести оценку их электрического хозяйства. Основная характеристика подстанций, обеспечивающих электроснабжением территорию Краснокамского муниципального округа представлена в таблице 1.1.1.

Таблица 1.1.1 - Основная характеристика подстанций:

№ п/п	Наименование ПС	Адрес	Напряжение ПС, кВ	Тип трансформатора	Диспетчерский номер ТП	Мощность, МВА	Напряжение обмоток, кВ			год ввода в эксплуатацию
							НВН	СН	НН	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
филиала ПАО «Россети Урала» - «Пермэнерго»										
7	ПС Вышка	п. Крым	35	ТМ	Т-1	6,3	35,0		6,3	1967
				ТМ	Т-2	6,3	35,0		6,3	1968

Характеристика ТП, ПС КРЭС представлена в таблице 1.1.2.

Таблица 1.1.2 - Характеристика ТП:

№	Диспетчерский № ТП, наименование ПС	Мощность, кВа	Адрес	% загруженности
	ПС Вышка	Т-1 6,3 МВа	п. Крым	
		Т-2 6,3 МВа		
КВЛ 6кВ Совхоз				
1	30127	100	н.п. Нагорная	64
2	30169	250	н.п. Нагорная	61
3	30195	160	н.п. Никитино	78
4	30336	100	н.п. Никитино	52
5	30246	63	н.п. Осяна	54
6	30235	Т-1 400кВА Т-2 400кВА	н.п. Мысы	34 31
7	30234	400	н.п. Мысы	72
8	30165	250	н.п. Мысы	68

Продолжение таблицы 1.1.2

№ п/п	Диспетчерский номер ТП, наименование ПС	Мощность, кВа	Адрес	% загрузки
9	30267	160	н.п. Мысы	35
10	30268	400	н.п. Мысы	41
11	30293	630	н.п. Мысы	52
12	30263	160	н.п. Мысы	48
13	30351	63	н.п. Мысы	51
14	30203	63	СНТ Веселый садовод	53
15	30236	160	н.п. Осяна	72
16	30287	50	н.п. Осяна	56
17	30264	160	н.п. Осяна	45
18	30265	400	н.п. Осяна	50
КВЛ 6кВ Суздалька				
1	30345	100	СНТ Семь столиц	57
	ПС Насосная	Т-1	г. Краснокамск	

1.1.1 Основное электрическое оборудование подстанции «Вышка»

Технические характеристики силовых трансформаторов представлены в таблице 1.1.1.1.

Таблица 1.1.1.1 - Технические характеристики силовых трансформаторов ТМ-1000 35/6 кВ:

Тип изделия,	Но м м ощ но ст ь, М В А	Номи- нальное напряжение обмоток, кВ			Схе ма и гру ппа сое дин е ния обм о ток	Потер и, кВт		Напря- жение короткого замыкания, %			То к х., %	Габари ты, м	Масса, кг, не более	
		ВН	СН	НН		х.х	к. з	ВН\ СН	ВН\ НН	с н\ н н			масл а	пол ная
ТДТН- 1000/35 У1, УХЛ1 СТО 15 352 615 - 001-2007	10 0	11 5	38, 5	6	УН / УН /D- 0- 11	12, 0	7 0	10, 5	17, 5	6, 5	0,3 8	6900 x3640 x5495	1530 0	43

В качестве коммутационного аппарата, предназначенного для отключения и включения электрических цепей без тока или с незначительным током и для создания видимого разрыва в воздухе, на действующей подстанции «Вышка» используются разъединители типа РНДЗ-2-110. Основные технические характеристики разъединителей представлены в таблице 1.1.1.2

Таблица 1.1.1.2 - Технические характеристики разъединителей типа РНДЗ-2-110:

Параметр		Величина
Номинальное напряжение, кВ		110
Номинальный ток, А		600
Главные ножи	Предельный сквозной ток, кА	80
	Ток термической стойкости, кА,	31,5
	допустимое время его действия, с	3
Заземляющие ножи	Предельный сквозной ток, кА	80
	Ток термической стойкости, кА,	31,5
	допустимое время его действия, с	1
Тип привода		ПР-90
Тип изолятора		ИОС-110

Основные технические характеристики короткозамыкателей и отделителей представлены в таблице 1.1.1.3

Таблица 1.1.1.3 - Технические характеристики короткозамыкателей и отделителей

Параметр		Величина	
		КЗ-110	ОД-110
Номинальное напряжение, кВ		110	110
Номинальный ток, А		–	630
Главные ножи	ток термической стойкости, кА,	12,5	12,5
	допустимое время его действия, с	3	4
Полное время	включения (без гололёда/при гололёде), с	0,18/0,28	–
	отключения (без гололёда/при гололёде), с	–	0,4/0,5
Тип привода		ПРК-1	ПРО-1

1.1.2 Оценка состояния электрического оборудования подстанций «Вышка» и обоснование необходимости в их совершенствовании

РУ-35 кВ выполнено по схеме с двумя одиночными, секционированными выключателями СМВ-35 системы шин, с применением масляных выключателей МВ-35. В нормальном режиме работы секционный выключатель отключен, разъединителей РЛНД-1-35, разрядников РВС-35 кВ, измерительных трансформаторов тока ТФЗМ-35 кВ и трансформаторов напряжения НАМИ-35 кВ и ЗНОМ-35 кВ.

В ОРУ-35 кВ используются масляные выключатели ВМ-35/600, технические характеристики – таблица 1.1.2.1.

Таблица 1.1.2.1- Технические характеристики выключателей:

Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток, А	600
Предельный сквозной ток, кА:	
действующее значение	10
амплитуда	17,3
Ток термической устойчивости (кА) для промежутка времени, с:	
1	10
5	10
10	7,1
Ток отключения, кА	6,6
Мощность отключения, МВ·А	400
Скорость отключения подвижных контактов (м/с) при:	
размыкании	1,1±0,2
выходе из камер	2,6±0,2
максимальная	2,7±0,2
Собственное время отключения выключателя (с момента подачи команды на отключение до расхождения контактов), с	Не более 0,06
Масса выключателя без привода, кг	900

От грозовых перенапряжений, а также от максимально возможных внутренних перенапряжений все электроустановки подстанции защищены вентильными разрядниками: РВС-110– в цепях силовых трансформаторов Т1 и Т2; РВС-35+15 – в нейтралях силовых трансформаторов Т1 и Т2; РВС-35 - на сборных шинах 6 кВ.

При повреждении или перегрузке более 40% одного из трансформаторов включается короткозамыкатель и в цепи возникает

искусственное короткое замыкание. Под действие тока КЗ срабатывает выключатель защиты, установленный на ПС «Северокамск». В соответствии с этим, когда отключается выключатель на ПС «Северокамск» вся секция шин 35 кВ ПС «Вышка» остается без напряжения и соответственно ПС «Насосная» тоже остается без питания.

Привода маломасляных выключателей имеют износ механических частей, что привело к отсутствию возможности регулировки и не обеспечивает надежное отключение коммутационных аппаратов. В связи со сроком эксплуатации снижается сопротивление внутренних изоляционных частей, увеличивается переходное сопротивление токопроводящего контура и скоростные характеристики выключателей.

Имеющаяся схема с применением ОД-КЗ в цепях трансформаторов, несмотря на свою простоту, морально устарела и не удовлетворяет требованиям по надежности электроснабжения потребителей проектируемой подстанции, а также не обеспечивают надёжную работу всей сети при некоторых аварийных режимах. Поэтому необходимо произвести замену установленных в данный период времени отделителей и короткозамыкателей на выключатели (элегазовые).

Необходимо провести замену разрядников на ограничители перенапряжения, трансформаторов тока и трансформаторов напряжения на более новые, масляные выключатели 35 кВ заменить на вакуумные выключатели.

На ПС «Вышка» на секции шин 6 кВ отсутствует компенсация реактивной мощности. По материалам преддипломной практики $\cos\varphi$ составляет примерно 0,8. Используем групповую компенсацию на секциях шин 6кВ. Необходимо добиться величины $\cos\varphi=0,95$.

2. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Совершенствование СЭС «Вышка»

2.1.1 Расчет электрических нагрузок

По полученным данным во время практики, имеются данные о контрольных замерах на ПС «Вышка» МРСК Урала от 15.04.2025. По замерам ПС «Вышка» имеет следующие электрические нагрузки:

Активная мощность РУ 35 кВ 1 с.ш.:

$$P_p = 2164,2 \text{ кВт}$$

Реактивная мощность РУ 35 кВ 1 с.ш.:

$$Q_p = 2013,209 \text{ кВАр}$$

Полная мощность для РУ 35 кВ 1 с.ш.:

$$S_p = \sqrt{(\sum P_p)^2 + (\sum Q_p)^2} = \sqrt{(2164,2)^2 + (2013,209)^2} = 2955,803 \text{ кВА}$$

Активная мощность РУ 35 кВ 2 с.ш.:

$$P_p = 1865,69 \text{ кВт}$$

Реактивная мощность РУ 35 кВ 2 с.ш.:

$$Q_p = 1735,525 \text{ кВАр}$$

Полная мощность для РУ 35 кВ 2 с.ш. из формулы (1) следует:

$$S_p = \sqrt{(1865,69)^2 + (1735,525)^2} = 2548,106 \text{ кВА}$$

Активная мощность РУ 10 кВ 1 с.ш.:

$$P_p = 2160 \text{ кВт}$$

Реактивная мощность РУ 6 кВ 1 с.ш. из формулы (1) следует:

$$Q_p=2194 \text{ кВАр}$$

$$S_p = \sqrt{(2160)^2 + (2194)^2} = 3234 \text{ кВА}$$

Активная мощность РУ 10 кВ 2 с.ш.:

$$P_p=2470 \text{ кВт}$$

Реактивная мощность РУ 10 кВ 2 с.ш.:

$$Q_p=2040 \text{ кВАр}$$

Полная мощность для РУ 10 кВ 2 с.ш. из формулы (1) следует:

$$S_p = \sqrt{(2470)^2 + (2040)^2} = 3203,514 \text{ кВА}$$

2.1.2 Проверка установленных силовых трансформаторов по коэффициенту загрузки

Расчетная мощность силовых трансформаторов, МВА:

$$S_{p.тр.} = \frac{S_p}{2 * \beta_{тр}}, \quad (2)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{8659,89^2 + 7698,734^2} = 11587,243 \text{ МВА} \quad (3)$$

Мощность одного трансформатора может быть определена, как 0,65 – 0,7 от полной мощности:

$$S_{p.тр} = \frac{S_p}{2 * 0,7} = \frac{11587,243}{2 * 0,7} = 8276,602 \text{ МВА} \quad (4)$$

где $\beta_{тр}=0,70-0,75$ - коэффициент загрузки трансформаторов. Примем $\beta_{тр}=0,7$.

В соответствии с полученным значением $S_{p,тр}$ с учетом остальных требований установленный трансформатор марки ТДТН-10000/110 У1 с устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), номинальной мощностью 6 МВА подходит .

Рассчитаем потери мощности в выбранном трансформаторе:

$$\beta_p = \frac{S_{p,тр}}{S_{ном}} = \frac{8276,602}{10000} = 0,83 \quad (5)$$

$$\Delta P = \Delta P_{xx} + \beta_p^2 * \Delta P_{кз} = 23 + 0,83^2 * 76 = 79,772 \text{ кВт} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} \Delta Q = \Delta Q_{xx} + \beta_p^2 * \Delta Q_{кз} &= \frac{I_{xx}\%}{100} * S_{ном} + \beta_p^2 * \frac{\Delta U_k\%}{100} * S_{ном} = \frac{1,1}{100} * 10000 + \\ &0,83^2 * \frac{10,95}{100} * 10000 = 864,346 \text{ кВАр} \end{aligned} \quad (7)$$

$$\begin{aligned} S_{p,п} &= \sqrt{(\Delta P + P_p)^2 + (\Delta Q + Q_p)^2} = \\ &\sqrt{(79,772 + 8659,89)^2 + (864,346 + 7698,734)^2} = 12435,523 \text{ кВА} \end{aligned} \quad (8)$$

Определим мощность одного трансформатора с учетом потерь:

$$S_{p,тр} = \frac{S_{p,п}}{2} = \frac{12435,523}{2} = 6217,761 \text{ кВА} \quad (9)$$

Определим коэффициент загрузки выбранного трансформатора в нормальном режиме работы, из формулы (5) следует:

$$\beta = \frac{6217,761}{10000} = 0,62$$

В аварийном режиме работы, вся расчетная мощность будет проходить через один трансформатор. Определим коэффициент загрузки трансформатора в аварийном режиме работы, из формулы (5) следует:

$$\beta = \frac{12435,523}{10000} = 1,24$$

При повреждении трансформатора либо ЛЭП перегрузка второго трансформатора при работе в аварийном режиме не должна превышать 40 % от $S_{н.тр}$ в течение 5 суток при $\beta_{тр}=1,4$. Условие выполняется.

2.1.3 Выбор конструктивного построения схемы присоединения к энергосистеме

Силовые трансформаторы подсоединяются к ПС «Северокамск» через ВЛ 35кВ проводами марки АС. Длина воздушной линии электропередач от энергосистемы – 47 км.

Для защиты от перенапряжений силовые трансформаторы оборудованы ограничителями перенапряжения ОПН – 35 кВ.

Силовые трансформаторы установлены на открытой площадке. Заземлители ЗОН-35 применяем для заземления нейтралей силовых трансформаторов. Измерительные трансформаторы тока ТВТ-35, встроенные в силовой трансформатор, используем для подключения измерительных приборов, реле защиты, приборов автоматики и т.д. к первичным цепям.

Для обеспечения безопасного выполнения ремонтных работ на стороне 35 кВ установлены разъединители типа РНД(З) с обеих сторон элегазовых выключателей.

По технике безопасности требуется, чтобы выключатель во время ремонта был заземлен с обеих сторон. Для этого предусмотрены разъединители с заземляющими ножами.

2.2 Расчет токов короткого замыкания

Сопротивления элементов схемы замещения заданы в абсолютных единицах (Ом) и в относительных единицах (о.е.) или (%).

1) Составляется исходная расчетная схема электрической сети и схема замещения.[1] – рисунок 2.2.1.

2) Выбор базисной мощности производится исходя из соображений наибольшего упрощения вычислительной работы. Величину базисной мощности принимаем $S_6=1000$ МВА. В расчете величина S_6 остается неизменной для всех участков схемы.

Для каждой i -й ступени трансформации напряжения величина базисного напряжения U_{6i} (кВ) принимается в соответствии с формулой:

$$U_6=U_{\text{ср.ном}}=1,05*U_{\text{ном}}, \quad (10)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение базисной ступени, кВ.

$$U_{61}=1,05*35=36,750 \text{ кВ};$$

$$U_{62}=1,05*6=6,35 \text{ кВ};$$

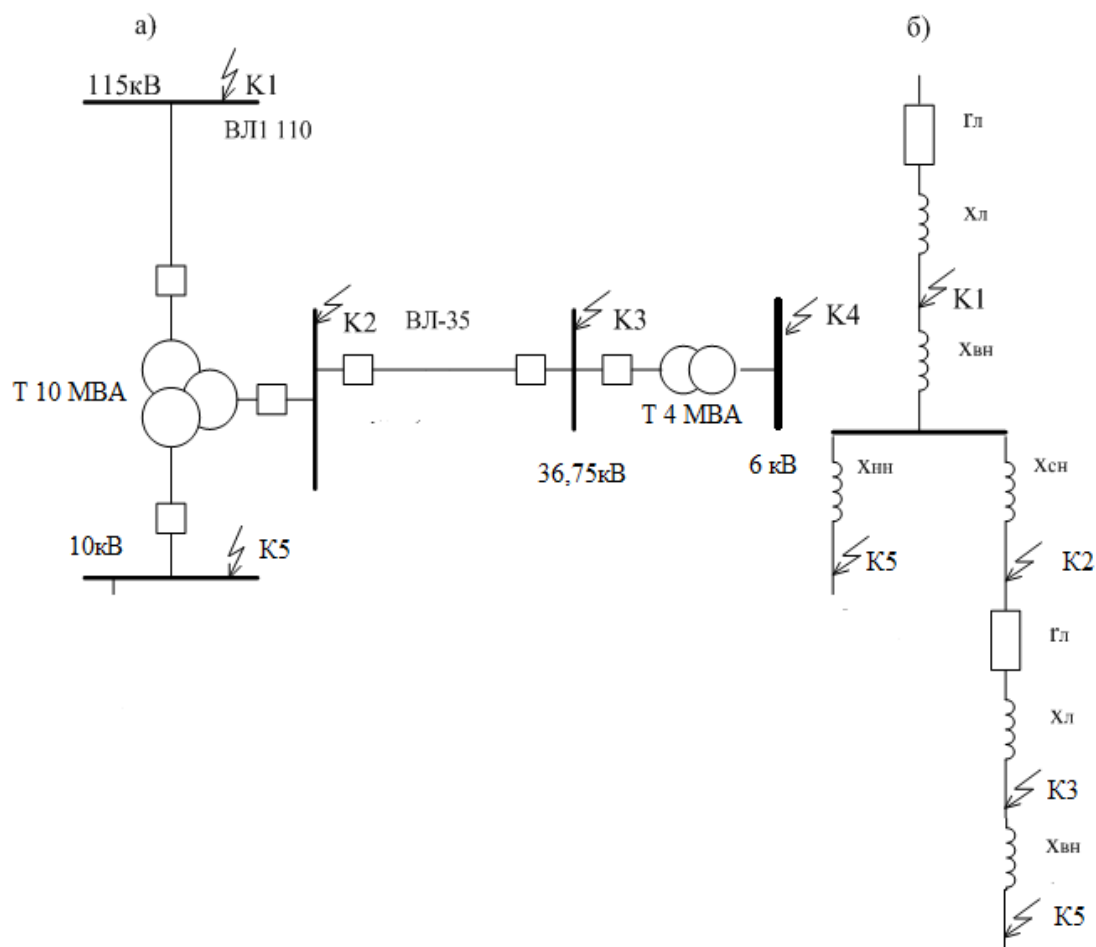


Рисунок 2.2.1 - Схема замещения электрической сети

Величина базисного тока для каждой i-й ступени трансформации (кА):

$$I_{\delta i} = \frac{S_{\delta i}}{\sqrt{3} * U_{\delta i}}, \quad (16)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 36,750} = 15,710 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 6,3} = 91,643 \text{ кА};$$

3) Базисное сопротивление системы:

$$S_{K3\text{сист.}} = 5000 \text{ МВА}$$

$$x_c = \frac{S_{\delta}}{S_{K3}} = \frac{1000}{5000} = 0,2 \quad (17)$$

Сопротивления всех элементов схемы замещения приводятся к базисным условиям (к базисной мощности), о.е.:

- сопротивления воздушной линии:
 - активное

$$r_{л.б}^* = (r_0 * L) \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}, \quad (18)$$

Сопротивления для провода АС-95 до точки КЗ:

$$r_{л.б}^* = (0,33 * 17,2) \frac{1000}{36,75^2} = 4,203;$$

$$x_{л.б}^* = (0,400 * 17,2) \frac{10}{36,75^2} = 5,094 .$$

- сопротивления трансформатора:
 - обмотки высокого напряжения

$$X_{BH}^* = \frac{0,5(U_{K.B-H} + U_{K.B-C} - U_{K.C-H})}{100} * \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}} \text{ (о.е.)}, \quad (20)$$

где $U_{K.B-H}$ – напряжение к.з. ВН-НН, %;

$U_{K.B-C}$ - напряжение к.з. ВН-СН, %;

$U_{K.C-H}$ - напряжение к.з. СН-НН, %;

$$X_{BH}^* = \frac{0,5(16,98 + 6,35 - 5,58)}{100} * \frac{1000}{10} = 10,92 \text{ о.е.}$$

- обмотки среднего напряжения

$$X_{CH}^* = \frac{0,5(U_{K.B-C} + U_{K.C-H} - U_{K.B-H})}{100} * \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}} \text{ (о.е.)}, \quad (21)$$

$$X_{CH}^* = \frac{0,5(6,35 + 5,58 - 16,98)}{100} * \frac{1000}{10} = 0 \text{ о.е.}$$

- обмотки низшего напряжения

$$X_{HH}^* = \frac{0,5(U_{K.B-H} + U_{K.C-H} - U_{K.B-C})}{100} * \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}} \text{ (о.е.)}, \quad (22)$$

$$X_{HH}^* = \frac{0,5(16,98 + 5,58 - 10,44)}{100} * \frac{1000}{10} = 6,06 \text{ о.е.}$$

- сопротивление трансформатора 4 МВА

$$X_{mp}^* = \frac{U_{K.}(\%)}{100} * \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}} \quad (23)$$

$$X_{mp}^* = \frac{7,6}{100} * \frac{1000}{4} = 19 \text{ о.е.}$$

4) Проводится упрощение (свертывание) схемы замещения и определяются результирующие сопротивления $r_{рез.б}^*$, $x_{рез.б}^*$, $z_{рез.б}^*$ до каждой расчетной точки короткого замыкания - K_1 , K_2 , K_3 , K_4 начиная от источника питания.

Для точки К₁:

$$r_{рез.б}^* = 1,163 \text{ о.е.};$$

$$x_{рез.б}^* = 1,409 + 0,2 = 1,609 \text{ о.е.};$$

$$z_{рез.б}^* = \sqrt{r_{рез.б}^{*2} + x_{рез.б}^{*2}} = \sqrt{1,163^2 + 1,609^2} = 1,985 \text{ о.е.} \quad (24)$$

Для точки К₂:

$$r_{рез.б}^* = 0,012 \text{ о.е.};$$

$$x_{рез.б}^* = 6,35 + 1,409 + 0,2 = 12,529 \text{ о.е.};$$

$$z_{рез.б}^* = \sqrt{r_{рез.б}^{*2} + x_{рез.б}^{*2}} = \sqrt{1,163^2 + 12,529^2} = 12,583 \text{ о.е.}$$

Для точки К₃:

$$r_{рез.б}^* = 1,163 + 4,209 = 5,372 \text{ о.е.};$$

$$x_{рез.б}^* = 0,2 + 1,409 + 5,094 + 10,92 = 17,623 \text{ о.е.};$$

$$z_{рез.б}^* = \sqrt{r_{рез.б}^{*2} + x_{рез.б}^{*2}} = \sqrt{5,372^2 + 17,623^2} = 18,424 \text{ о.е.}$$

Для точки К₄:

$$r_{рез.б}^* = 1,163 + 4,203 = 5,372 \text{ о.е.};$$

$$x_{рез.б}^* = 0,2 + 1,409 + 10,92 + 5,094 + 19 = 36,623 \text{ о.е.};$$

$$z_{рез.б}^* = \sqrt{r_{рез.б}^{*2} + x_{рез.б}^{*2}} = \sqrt{5,372^2 + 36,623^2} = 37,015 \text{ о.е.}$$

5) Действующее значение установившегося тока трехфазного короткого замыкания, кА:

$$I_{K.3.}^{(3)} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} * U_{\bar{o}} * z_{рез.\bar{o}}^*} = \frac{I_{\bar{o}}}{z_{рез.\bar{o}}^*}. \quad (25)$$

В точке K₁:

$$I_{K.3.}^{(3)} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 115,500 * 1,985} = 2,518 \text{ кА.}$$

В точке K₂:

$$I_{K.3.}^{(3)} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 36,750 * 12,583} = 1,249 \text{ кА.}$$

В точке K₃:

$$I_{K.3.}^{(3)} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 36,7500 * 18,424} = 0,85 \text{ кА.}$$

В точке K₄:

$$I_{K.3.}^{(3)} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 6,3 * 37,015} = 2,415 \text{ кА.}$$

б) Мгновенное значение ударного тока, кА:

$$i_y = \sqrt{2} * K_y * I_{K.3.}^{(3)},$$

где K_y – ударный коэффициент тока короткого замыкания, который находится по следующей формуле $K_y = (1 + e^{-0,01/T_a})$. (26)

Здесь

$$T_a = \frac{x_{рез.\bar{o}}^*}{\pi * r_{рез.\bar{o}}^*}. \quad (27)$$

В точке K₁:

$$T_a = \frac{1,609}{3,14 * 1,163} = 0,441;$$

$$K_y = (1 + e^{-0,01/0,441}) = 1,998;$$

$$i_y = \sqrt{2} * 1,998 * 2,518 = 7,115 \text{ кА}.$$

В точке К₂:

$$T_a = \frac{12,529}{3,14 * 1,163} = 3,431;$$

$$K_y = (1 + e^{-0,01/3,431}) = 1,997;$$

$$i_y = \sqrt{2} * 1,997 * 1,249 = 3,527 \text{ кА}.$$

В точке К₃:

$$T_a = \frac{17,623}{3,14 * 5,372} = 1,045;$$

$$K_y = (1 + e^{-0,01/1,045}) = 1,99;$$

$$i_y = \sqrt{2} * 1,99 * 0,85 = 2,392 \text{ кА}.$$

В точке К₄:

$$T_a = \frac{36,632}{3,14 * 5,372} = 2,171;$$

$$K_y = (1 + e^{-0,01/2,171}) = 1,995;$$

$$i_y = \sqrt{2} * 1,995 * 2,475 = 6,983 \text{ кА}.$$

Действующее значение тока короткого замыкания с учетом апериодической составляющей за первый полупериод режима короткого замыкания, кА:

$$I_y = I_{K.3.}^{(3)} * \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2} \quad (28)$$

В точке К₁:

$$I_y = 2,518 * \sqrt{1 + 2(1,998 - 1)^2} = 4,355 \text{ кА.}$$

В точке К₂:

$$I_y = 1,249 * \sqrt{1 + 2(1,997 - 1)^2} = 2,159 \text{ кА.}$$

В точке К₃:

$$I_y = 0,85 * \sqrt{1 + 2(1,99 - 1)^2} = 1,462 \text{ кА.}$$

В точке К₄:

$$I_y = 2,475 * \sqrt{1 + 2(1,995 - 1)^2} = 4,273 \text{ кА.}$$

7) Мощность короткого замыкания, МВА:

$$S_{K.3.}^{(3)} = \sqrt{3} * U_{\delta} * I_{K.3.}^{(3)} = \frac{S_{\delta}}{z_{рез.б}^*}. \quad (29)$$

В точке К₁:

$$S_{K.3.}^{(3)} = \sqrt{3} * 115,500 * 2,518 = 503,731 \text{ МВА.}$$

В точке К₂:

$$S_{K.3.}^{(3)} = \sqrt{3} * 36,750 * 1,249 = 79,502 \text{ МВА.}$$

В точке К₃:

$$S_{K.3.}^{(3)} = \sqrt{3} * 36,750 * 0,85 = 54,105 \text{ МВА.}$$

В точке К₄:

$$S_{K.3.}^{(3)} = \sqrt{3} * 6,3 * 2,475 = 27,007 \text{ МВА.}$$

8) Величина тока двухфазного к.з., кА:

$$I_{K.3.}^{(2)} = 0,865 * I_{K.3.}^{(3)} . \quad (30)$$

В точке К₁:

$$I_{K.3.}^{(2)} = 0,865 * 2,518 = 2,178 \text{ кА.}$$

В точке К₂:

$$I_{K.3.}^{(2)} = 0,865 * 1,249 = 1,080 \text{ кА.}$$

В точке К₃:

$$I_{K.3.}^{(2)} = 0,865 * 0,85 = 0,735 \text{ кА.}$$

В точке К₄:

$$I_{K.3.}^{(2)} = 0,865 * 2,475 = 2,141 \text{ кА.}$$

9) Все полученные при расчете токов короткого замыкания данные сведены в таблицу 2.2.1.

Таблица 2.2.1- Результаты расчетов ожидаемых токов короткого замыкания:

K_i	$r_{рез.б}^*$, о.е.	$x_{рез.б}^*$, о.е.	$z_{рез.б}^*$, о.е.	K_y	$I_{к.з.}^{(3)}$, кА	i_y , кА	$I_{к.з.}^{(2)}$, кА	$S_{к.з.}^{(3)}$, МВА
1	1,163	1,609	1,985	1,998	2,518	7,115	2,178	503,731
2	1,163	12,529	12,583	1,997	1,249	3,527	1,080	79,502
3	5,372	17,623	18,424	1,99	0,85	2,392	0,735	54,105
4	5,372	36,623	37,015	1,995	2,475	6,983	2,141	27,007
5	1,163	18,589	18,625	1,998	2,952	8,341	2,553	53,687

2.3 Выбор электрооборудования подстанции в РУ-35 кВ и РУ-6 кВ

2.3.1 Выбор электрооборудования РУ- 35 кВ

В РУ35 кВ выбираем и устанавливаем следующее оборудование:

- Высоковольтные вакуумные выключатели 35 кВ
- трансформаторы напряжения
- трансформаторы тока
- ограничители перенапряжения;

Выбор выключателя 35 кВ

Выбираем выключатель по номинальному току установленного до реконструкции масляного выключателя ВМ- 35/600.

Выбираем выключатель ВБН/ЭЛКО/ТЭ-35 II-25/1000[3].

- номинальному напряжению

$$U_{НОМ.В} \geq U_{НОМ.УСТ} ;$$

$$U_{НОМ.В} \geq 110 \text{ кВ};$$

- номинальному току

$$I_{НОМ.В} \geq I_{РАСЧ.УСТ} ;$$

$$I_{НОМ.В} \geq 230,94 \text{ А};$$

Техническая характеристика выключателя ВБН/ЭЛКО/ТЭ-35 II-25/1000 представлены в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1. - Техническая характеристика выключателя ВБН/ЭЛКО/ТЭ-35 II-25/1000:

Наименование параметра	
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток, А	1000
Номинальный ток отключения, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	64
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Параметры тока включения, кА	
Наибольший пик	102
Начальное действующее значение периодической составляющей	40
Ток ненагруженных линий, отключаемый без повторных пробоев, А, не более	125
Ток одиночной конденсаторной батареи, отключаемый без повторных пробоев, А:	
С глухозаземленной либо изолированной нейтралью	
С глухозаземленной нейтралью	0-300
Индуктивный ток шунтирующего реактора, А	500
Полное время отключения, мс:	50

Выбранный высоковольтный выключатель проверяется на:

- электродинамическую устойчивость:

$$i_{Д.У.НОМ} \geq i_{У.РАСЧ} ;$$

$$64 \text{ кА} > 3.527 \text{ кА};$$

- термическую стойкость:

$$I_{Т.С.НОМ}^2 * t_{Т.С.НОМ} \geq I_{У}^2 * t_{ПР} ;$$

$$25^2 * 3 \geq 2,159^2 * 0,45 ;$$

$$1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 2,098 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- отключающую способность:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{к.з.}}^{(3)};$$

$$25 \text{ кА} > 1,249 \text{ кА}.$$

Выбранный выключатель проходит проверку по всем условиям.

Выбор трансформаторов тока 35 кВ

На стороне 35 кВ устанавливаются трансформаторы тока типа ТОЛ 35 – таблица 2.3.2[5]

Таблица 2.3.2.Техническая характеристика трансформатора тока типа ТОЛ -35:

Номинальный первичный ток, А	Наибольший рабочий первичный ток, А	Номинальный вторичный ток, А	Номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi = 0,8$ в классе точности, ВА		Номинальная предельная кратность обмотки для защиты, не менее	Ток электродинамической стойкости, кА	Трехсекундный ток термической стойкости, кА
			для измерения	для защиты			
1000	1000	5	30	30	8	143	52

Проверка:

-по электродинамической устойчивости

$$i_{\text{д.у.ном}} \geq i_{\text{у.расч}}, 143 \text{ кА} > 3,527 \text{ кА}.$$

-по термической стойкости

$$I_{\text{т.с.ном}}^2 \cdot t_{\text{т.с.ном}} \geq I_{\text{кз}}^2 \cdot t_{\text{пр}},$$

$$52^2 \cdot 3 = 8112 \text{ кА}^2 \cdot c > 1,249^2 \cdot 0,45 = 0,702 \text{ кА}^2 \cdot c.$$

Выбор трансформаторов напряжения 35 кВ-НАМИ-35[5]

Структура условного трансформатора напряжения:

Н – трансформатор напряжения;

А – антирезонансный;

М – с естественным масляным охлаждением;

И – для измерительных цепей;

35 – класс напряжения обмотки ВН;

У2 – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89.

Техническая характеристика трансформатора напряжения представлены в таблице 2.3.3.

Таблица 2.3.3- Техническая характеристика трансформатора напряжения 35 кВ-НАМИ-35:

Параметр	Величина параметра
Ном. напряжение, кВ	35
Ном. напряжение вторичной основной обмотки, кВ	0,1
Ном. напряжение вторичной дополнительной обмотки, кВ	0,1
Наибольшее рабочее напряжение первичной обмотки частоты 50 Гц, кВ	40,5
Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки, ВА, в классе точности 3,0	80
Предельная мощность, ВА, первичной обмотки	2000
Предельная мощность, ВА, основной вторичной обмотки	1900
Предельная мощность, ВА, дополнительной вторичной обмотки	100
Схема и группа соединения обмоток эквивалентна	Ун/Ун/П-0
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150	УХЛ1
Номинальное значение климатических факторов для исполнения "УХЛ" категории размещения 1": -высота установки над уровнем моря, не более, м -температура окружающей среды	1000 - 60°C ... +40°C

Выбор ограничителей перенапряжения 35 кВ

Для защиты электрооборудования напряжением 6 кВ от перенапряжений используем ограничители перенапряжения типа ОПН-35 УХЛ1[7].

УХЛ1—климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ15150-69.

Техническая характеристика ограничители перенапряжения типа ОПН-35 УХЛ1 представлены в таблице 2.3.4.

Таблица 2.3.4 - Техническая характеристика ограничители перенапряжения типа ОПН-35 УХЛ1:

Параметр ограничителя	ОПН-35 УХЛ1	ОПНп-35 УХЛ1
Номинальное напряжение, кВ	35,0	
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5; 45,0	
Остающееся напряжение при импульсном токе 1,2/2,5 мс с амплитудой 400 А, не более, кВ	105,0	
Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой 5000 А, не более, кВ	120,0	
Пропускная способность: 20 воздействий импульсов тока 8/20 мкс с амплитудой, А 1,2/2,5 мс с амплитудой, А	10000 400; 550; 850	
Масса не более, кг	11	

2.4 Компенсация реактивной мощности

Электрические нагрузки на ПС «Вышка»

Расчетная активная нагрузка:

$$P_P = K_C \cdot P_{уст} \cdot \cos \varphi, \text{ кВт} \quad (36)$$

где K_C – коэффициент спроса,

$P_{уст}$ – установленная мощность электроприемников, $P_{уст} = \sum P_{номп}$, кВт

$P_{ном}$ – номинальная мощность электроприемника,

n – количество электроприемников.

Расчетная реактивная нагрузка:

$$Q_P = P_P \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{ кВАр}$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ соответствует $\cos \varphi$ данной группы приёмников.

Расчетная полная нагрузка подстанции:

$$S_P = K_{p.m.} \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}, \text{ кВА} \quad (37)$$

Для любой электрической сети в целом требуется соблюдение баланса генерации и потребления активной и реактивной мощности. Основным нормативным показателем поддержания баланса активной мощности в системе «источник-потребитель» является частота переменного тока, которая служит общесистемным критерием, а основным нормативным показателем поддержания баланса реактивной мощности является уровень напряжения – местный критерий, который для каждой ступени номинального напряжения и каждого узла нагрузки может существенно отличаться. В отличие от баланса активной мощности баланс и резерв реактивной мощности необходимо обеспечивать не только в целом в энергосистеме, но и в узлах нагрузки, т.е. и в системах электроснабжения предприятий.

Передача реактивной мощности по электрическим сетям вызывает затраты в виде потерь электроэнергии, дополнительно загружает элементы сетей, снижает их пропускную способность. Поэтому увеличение выработки реактивной мощности на электростанциях с целью доставки ее потребителям нецелесообразно.

Реактивную мощность целесообразно генерировать непосредственно у потребителей электроэнергии. В таком случае установки компенсации реактивной мощности, как источники генерации этой мощности, будут улучшать технико-экономические показатели системы электроснабжения, так как это обеспечит снижение потоков реактивной мощности во всех

элементах сети от источников питания до потребителей.

Компенсация реактивной мощности - одно из наиболее простых и эффективных мероприятий по рациональному использованию электроэнергии, а также по обеспечению высоких показателей качества электроэнергии, прежде всего, по уровню напряжения.

Потребление электроэнергии на предприятиях характеризуется определенным уровнем активной мощности- P и реактивной мощности Q . Величина активной мощности свидетельствует об интенсивности потока активной энергии, передаваемой от источника питания(энергосистемы) к потребителю, где она преобразуется в другие виды энергии. Величина реактивной мощности характеризует интенсивность процесса обмена энергией между источником питания и приемниками электроэнергии.

Передача электроэнергии по ЛЭП через трансформаторы и через другие элементы схем электроснабжения при большой величине реактивной мощности невыгодна. Поэтому для улучшения режимов электропотребления актуальной задачей является снижение уровня реактивной мощности путем осуществления различных мероприятий, в т.ч. путем компенсации реактивной мощности.

Снижение уровня потребляемой предприятиями реактивной мощности будет способствовать повышению пропускной способности электрических сетей по активной мощности. Обеспечить уменьшение потерь активной мощности и электроэнергии в сетях повысить эффективность систем электроснабжения, улучшить показатели качества электроэнергии.

Реактивная энергия, потребляемая двигателями насосов, компенсируется с помощью конденсаторных батарей, установленных на стороне 0,4 кВ в КТП. Остальная энергия компенсируется на шинах 6 кВ подстанции "Вышка".

Расчет и выбор конденсаторных батарей производится согласно методике представленной в учебнике [8].

Низкий коэффициент мощности весьма нежелателен по нескольким причинам:

- при снижении коэффициента мощности потребителей увеличиваются потери электроэнергии в питающих сетях; в трансформаторах и генераторах, установленных на электростанциях, так что при значительном снижении $\cos\varphi$ трансформаторы и генераторы оказываются настолько загруженными реактивными токами, что получение от них активной мощности, на которую они рассчитаны, становится невозможным;

- при снижении коэффициента мощности потребителей увеличиваются потери напряжения в питающих электрических сетях вследствие возрастания тока, что приводит к понижению питающего напряжения на предприятиях в сравнении с номинальным его значением и вызывает ненормальную его работу.

Ввиду вышесказанного с целью компенсации реактивной мощности, потребляемой по линии 6 кВ, устанавливаем батареи статических конденсаторов с присоединением их к шинам распределительного устройства 6 кВ.

Мощность батареи конденсаторов:

$$Q_C = P_{CP} * (tg\varphi_1 - tg\varphi_2), \quad (38)$$

где $P_{CP}=P_6$ - активная составляющая нагрузки по линии 6 кВ, кВт;

φ_1 и φ_2 - углы сдвига фаз соответственно действительный и оптимальный. ,

Для 1 с.ш. подстанции

$$tg\varphi_{cp} = \frac{1560.06}{2116} = 0.737; \cos\varphi = \cos(\arctg(0.737)) = 0.8$$

$$Q_{к.у.} = Q_{MAX} - Q_{\Sigma} = P (tg\varphi - tg\varphi_{\Sigma}),$$

$$Q_{к.у.} = 2116 * (0.737 - 0.32) = 882.372,$$

Для 2 с.ш. подстанции

$$\operatorname{tg} \varphi_{cp} = \frac{1184,155}{1841,7} = 0.642; \cos \varphi = \cos(\operatorname{arctg}(0.642)) = 0.81$$

$$Q_{к.у.} = Q_{MAX} - Q_{Э} = P (\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi_{Э}),$$

$$Q_{к.у.} = 1841,7 * (0.642 - 0.32) = 594,811 \text{ кВАр}$$

Устанавливаем конденсаторные установки – УКРМ-900кВАр[9] для 1 сш – таблица 2.4.1.

Таблица 2.4.1 - Технические характеристики УКРМ-900кВАр:

Номинальное напряжение	6,3 кВ (по требованию: 6 кВ, 6.3 кВ, 10 кВ, 10.5 кВ, 27 кВ, 35 кВ, 110 кВ)
Частота входного напряжения	50 Гц
Номинальная мощность	900 кВАр
Шаг регулирования	300 кВАр
Вводное устройство	слева/справа
cosφ	0,88...0,98
Макс. перегрузка по току	1,3 I _н
Макс. перегрузка по напряжению	1,1 U _н
Макс.перегрузка по мощности	1,43Q
Обслуживание	Одностороннее
Общие потери	<1 Вт/квар
Потери в диэлектрике конденсатора	<0,15 Вт/квар
Суммарные потери в комплектующих	<1,5 Вт/квар
THDu	≤2%
Рабочий диапазон температур	+5...+35°C (исполнение УХЛ4) -25...+35°C (исполнение УХЛ1) -50...+40°C (исполнение ХЛ1)
Влажность, при +20°C	≤70% (исполнение УХЛ4) ≤98% (исполнение У1, УХЛ1)
Индикация основных параметров	Да

Конденсаторные установки нерегулируемые. Для 2 с.ш. УКРМ 6,3кВ 600кВАр.Технические характеристики УКРМ-900кВАр представлены в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2 - Технические характеристики УКРМ-900кВАр:

Номинальное напряжение	6,3 кВ
Частота входного напряжения	50 Гц

Продолжение таблицы 2.4.2

Номинальная мощность	600 кВАр
Шаг регулирования	300 кВАр
Быстродействие	Контакторное (1...10мин)
Вводное устройство	слева/справа
cosφ	0,88...0,98
Макс. перегрузка по току	1,3 I _n
Макс. перегрузка по напряжению	1,1 U _n
Макс.перегрузка по мощности	1,43Q
Обслуживание	Одностороннее
Общие потери	<1 Вт/квар
Потери в диэлектрике конденсатора	<0,15 Вт/квар
Суммарные потери в комплектующих	<1,5 Вт/квар
THDu	≤2%
Рабочий диапазон температур	+5...+35°C (исполнение УХЛ4) -25...+35°C (исполнение УХЛ1) -50...+40°C (исполнение ХЛ1)

Конденсаторные установки нерегулируемые тип УКРМ 6,3 кВ.
Принципиальная схема УКРМ представлена на рисунке 2.4.1.

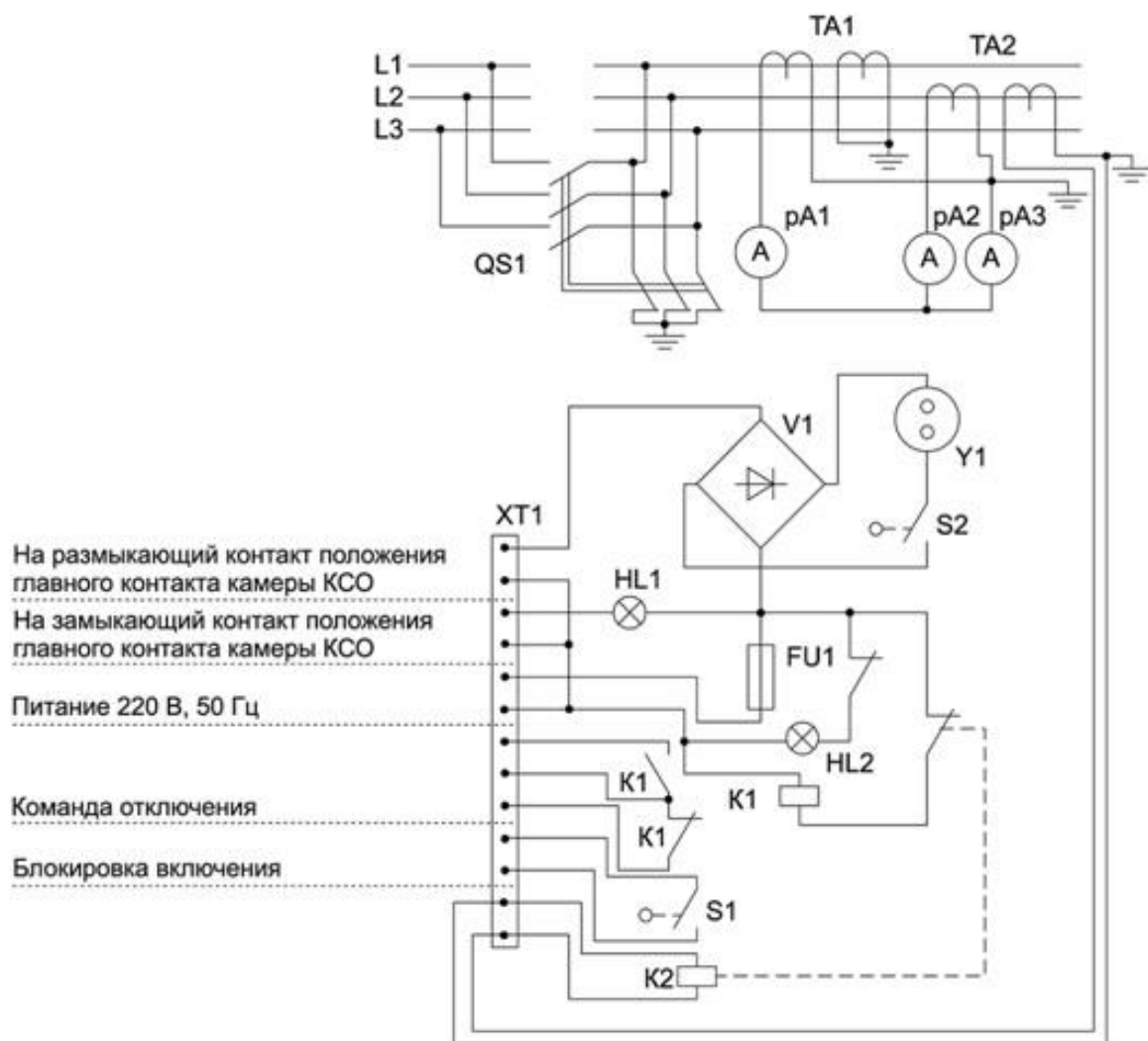


Рисунок 2.4.1 - Принципиальная схема УКРМ

В соответствии с ПУЭ, для подключения конденсаторов выбираем гибкий кабель с допустимым продолжительным током, равным 130 % от номинального расчетного тока [10].

Расчетный ток БСК для выбора кабеля:

$$I_{\text{расч1}} = \frac{Q_{\text{кy1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{900}{\sqrt{3} \cdot 6} = 86,603 \text{ A} \quad I_{\text{расч2}} = \frac{Q_{\text{кy2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{600}{\sqrt{3} \cdot 6} = 57,735 \text{ A} \quad (39)$$

Принимаю к установке кабель АВБбШв[11] 50 мм² для УКРМ-1 и АВБбШв 35мм² для подключения УКРМ-2 с допустимым продолжительным током:

$$I_{\text{доп}} = 125 \text{ A} > I_{\text{расч}} = 86,603 \text{ A} \cdot 130 \% = 112,584 \text{ A.} \text{ для УКРМ-1}$$

$$I_{\text{доп}} = 105 \text{ A} > I_{\text{расч}} = 57,735 \cdot 130 \% = 75,055 \text{ A.} \text{ для УКРМ-2}$$

Выбор выключателя 6 кВ

Выбираем выключатель по номинальному току

Техническая характеристика выключателя ВВ/TEL-6-20/1000 представлена в таблице 2.4.3.

Таблица 2.4.3 - Техническая характеристика выключателя ВВ/TEL-6-20/1000:

Параметр	ВВ/TEL-6-20/1000 У2
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток, А	630, 1000
Номинальный ток отключения, кА	20
Ток динамической стойкости, (наибольший пик), А	51
Испытательное кратковременное напряжение (одноминутное) промышленной частоты, кВ	42
Ресурс по коммутационной стойкости, а) при номинальном токе, циклов "ВО"	50000
б) при номинальном токе отключения, операций "О"	150
в) при номинальном токе отключения, циклов "ВО"	100
Собственное время отключения, мс, не более	15
Полное время отключения, мс, не более	25
Собственное время включения, мс, не более	70
Верхнее/нижнее значение температуры окружающего воздуха, °С.	+55/-40
Стойкость к механическим воздействиям, группа по ГОСТ 17516.1-90	M7
Масса модуля коммутационного, кг, не более	
а) с межполюсным расстоянием 200 мм	35
б) с межполюсным расстоянием 250 мм	37
Срок службы до списания, лет	25

Выбранный высоковольтный выключатель проверяется на :

- электродинамическую устойчивость:

$$i_{д.у.ном} \geq i_{у.расч} ;$$

$$51 \text{ кА} > 8,341 \text{ кА};$$

- термическую стойкость:

$$I_{Т.С.НОМ}^2 * t_{Т.С.НОМ} \geq I_{\infty}^2 * t_{ПР};$$

$$20^2 * 3 \geq 2,475^2 * 1,515;$$

$$1200 \text{ кА}^2 * \text{с} > 39,498 \text{ кА}^2 * \text{с};$$

- отключающую способность:

$$I_{откл.ном} \geq I_{к.з.}^{(3)} ;$$

$$20 \text{ кА} > 2,495 \text{ кА}.$$

Выбранный выключатель проходит проверку по всем условиям.

Выбираем ТТ[5] ТОЛ-6-I-2У2 0,5/10Р 100/5 для УКРМ-900 – таблица 2.4.4.

Таблица 2.4.4 - Техническая характеристика выключателя ТОЛ-6-I-2У2 0,5/10Р 100/5:

Тип трансформатора и число катушек	ТОЛ-6
Номинальный первичный ток, А	100
Номинальный вторичный ток, А	5 или 1
Номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi = 0,8$, В·А обмоток для	
измерения	
0,5S; 0,5	-
0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5	30
защиты	
5Р; 10Р	30
Номинальная предельная кратность обмотки для защиты, не менее	20
Ток электродинамической стойкости, кА	25,5
ток термической стойкости, кА	10*
Врем термической стойкости, с	1

Проверка:

-по электродинамической устойчивости

$$i_{д.у.ном} \geq i_{у.расч}, 25,5кА > 3,527кА .$$

-по термической стойкости

$$I_{т.с.ном}^2 \cdot t_{т.с.ном} \geq I_{кз}^2 \cdot t_{пр},$$

$$10^2 \cdot 1 = 100кА^2 \cdot с > 1,249^2 \cdot 0,255 = 0,4кА^2 \cdot с .$$

Выбранный ТТ проходит проверку.

Выбираем ТТ[5] ТОЛ-10-I-2У2 0,5/10Р 100/5 УКРМ-600 – таблица 2.4.5.

Таблица 2.4.5 - Техническая характеристика выключателя ТОЛ-6-I-2У2 0,5/10Р 100/5:

Тип трансформатора и число катушек	ТОЛ-6
Номинальный первичный ток, А	75
Тип трансформатора и число катушек	ТОЛ-10
Номинальный вторичный ток, А	5 или 1
Номинальная предельная кратность обмотки для защиты, не менее	20
Ток электродинамической стойкости, кА	14,7
ток термической стойкости, кА	5,85*
Врем термической стойкости, с	1

Проверка:

-по электродинамической устойчивости

$$i_{д.у.ном} \geq i_{у.расч}, 14,7кА > 3,527кА .$$

-по термической стойкости

$$I_{т.с.ном}^2 \cdot t_{т.с.ном} \geq I_{кз}^2 \cdot t_{пр},$$

$$5,85^2 \cdot 1 = 34,223кА^2 \cdot с > 1,249^2 \cdot 0,255 = 0,4кА^2 \cdot с .$$

Выбранный ТТ проходит проверку.

2.5 Расчет и выбор уставок

1) Уставки МТЗ силовых трансформаторов.

- Ток срабатывания реле защит

$$I_{\text{ср.з.тр}} = \frac{K_H * K_3 * K_{\text{сх}}}{K_B * K_{\text{т.т.}}} * I_M, \quad (40)$$

где K_H – коэффициент надежности. $K_H=1,2$;

K_3 – коэффициент запаса. $K_3=1,5$;

$K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы. $K_{\text{сх}}=1$;

K_B – коэффициент возврата. $K_B=0,85$;

$K_{\text{т.т.}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$K_{\text{т.т.}} = \frac{I_{\text{НОМ.1}}}{I_{\text{НОМ.2}}} = \frac{1000}{5} = 200; \quad (41)$$

I_M – рабочий максимальный ток трансформатора, А. $I_{\text{РАБ.МАКС}}=73,481$

А.

$$I_{\text{ср.з.тр}} = \frac{1,2 * 1,5 * 1}{0,85 * 200} * 73,481 = 0,571 \text{ А.}$$

- Отключаемый ток $I_{\text{откл}}=I_{\text{ср.з.тр}}*K_{\text{т.т.}}=0,571*200=114,112 \text{ А.}$
- Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.}}^{(2)}}{I_{\text{откл}} * K_T}, \quad (42)$$

где $I_{\text{к.з.}}^{(2)}$ – ток двухфазного к.з. на вводе в ЗРУ-6, А. $I_{\text{к.з.}}^{(2)}=2178 \text{ А.}$

K_T – коэффициент трансформации силовых трансформаторов.

$$K_T = \frac{U_{1.\text{НОМ}}}{U_{2.\text{НОМ}}} = \frac{110}{10} = 11 \quad (43)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2178}{114,112 * 11} = 1,73$$

2) Уставки токовой отсечки силовых трансформаторов.

- Ток срабатывания реле защит

$$I_{\text{ср.з.то}} = \frac{K_H * K_{\text{сх}}}{K_{\text{т.т.}} * K_T} * I_{\text{к.вн.макс}}, \quad (44)$$

где K_H – коэффициент надежности. $K_H=1,2$;

$K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы. $K_{\text{сх}}=1$;

$K_{\text{т.т.}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$K_{\text{т.т.}} = \frac{I_{\text{НОМ.1}}}{I_{\text{НОМ.2}}} = \frac{1000}{5} = 200; \quad (45)$$

K_T – коэффициент трансформации силовых трансформаторов. $K_T=11$;

$I_{\text{к.вн.макс.}}$ – максимальный ток внешнего к.з. на шинах низшего напряжения трансформатора, А. $I_{\text{к.вн.макс.}}=2553$ А.

$$I_{\text{ср.з.то}} = \frac{1,2 * 1}{200 * 11} * 2553 = 1,393 \text{ А.}$$

- Отключаемый ток $I_{\text{откл}}=I_{\text{ср.з.то}} * K_{\text{т.т.}}=1,393 * 200=278,6$ А.
- Коэфф. чувствительности токовой отсечки должен быть не менее 2:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.}}^{(3)}}{I_{\text{откл}}}, \quad (46)$$

где $I_{\text{к.з.}}^{(3)}$ – ток трехфазного к.з. на стороне высшего напряжения трансформатора, А. $I_{\text{к.з.}}^{(3)}=2178$ А.

$$K_{\text{ч}} = \frac{2178}{278,6} = 7,818$$

Выключатель на вводе РУ-35

1. Уставка по току:

$$I_{н.мах} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_2} = \frac{14000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 230,94 \text{ A} \quad (47)$$

$$I_{ср.р} = \frac{K_n \cdot K_3 \cdot K_{сх}}{K_\epsilon \cdot K_m} \cdot I_{н.мах} = \frac{1,1 \cdot 1,5 \cdot 1}{0,9 \cdot 200} \cdot 230,94 = 2,887 \text{ A} \quad (48)$$

где $K_n = 1,1 \div 1,3$ – коэффициент надежности;

$K_{сх} = 1$ – коэффициент схемы при соединении трансформаторов тока и входов защитного устройства в полную звезду;

$K_\epsilon = 0,9 \div 0,96$ – коэффициент возврата;

$K_m = \frac{I_{НОМ.П.О.}}{I_{НОМ.В.О.}} = \frac{1000}{5} = 200$ – коэффициент трансформации трансформатора

тока линии ввода РП-1 яч2;

$I_{н.мах}$ – максимальный ток нагрузки.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{ср.з} = \frac{K_n \cdot K_3}{K_\epsilon} \cdot I_{н.мах} = \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,9} \cdot 230,94 = 429,39 \text{ A} \quad (49)$$

Коэффициент чувствительности основной зоны защиты:

$$K_q = \frac{I_{к.з2}^{(2)}}{I_{ср.з}} = \frac{2178}{429,39} = 5,072 \quad (50)$$

$K_q > 1,5$ следовательно, защита будет надежно срабатывать при КЗ в любой точке защищаемого участка

Коэффициент чувствительности резервной зоны защиты:

$$K_q = \frac{I_{к.з3}^{(2)}}{I_{ср.з}} = \frac{1080}{429,39} = 2,515 \quad (51)$$

$K_{\text{ч}} > 1,25$, следовательно, защита будет надежно срабатывать при КЗ в любой точке защищаемого участка

Выключатель 35 кВ от сш 35кВ

1. Уставка по току:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_2} = \frac{2955,803}{\sqrt{3} \cdot 35} = 48,758 \text{ А} \quad (52)$$

$$I_{\text{ср.р}} = \frac{K_n \cdot K_3 \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{с}} \cdot K_m} \cdot I_{\text{н.мах}} = \frac{1,1 \cdot 1,5 \cdot 1}{0,9 \cdot 200} \cdot 48,758 = 0,447 \text{ А} \quad (53)$$

где $K_n = 1,1 \div 1,3$ – коэффициент надежности;

$K_{\text{сх}} = 1$ – коэффициент схемы при соединении трансформаторов тока и входов защитного устройства в полную звезду;

$K_{\text{с}} = 0,9 \div 0,96$ – коэффициент возврата;

$K_m = \frac{I_{\text{НОМ.П.О.}}}{I_{\text{НОМ.В.О.}}} = \frac{1000}{5} = 200$ – коэффициент трансформации трансформатора тока

линии РП яч 9;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{ср.з}} = \frac{K_n \cdot K_3}{K_{\text{с}}} \cdot I_{\text{н.мах}} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,9} \cdot 48,758 = 119,162 \text{ А} \quad (54)$$

Коэффициент чувствительности основной зоны защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з3}}^{(2)}}{I_{\text{ср.з}}} = \frac{1080}{119,162} = 9,064 \quad (55)$$

$K_{\text{ч}} > 1,5$ следовательно, защита будет надежно срабатывать при КЗ в любой точке защищаемого участка

Коэффициент чувствительности резервной зоны защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з3}}^{(2)}}{I_{\text{ср.з}}} = \frac{735}{119,162} = 6,168 \quad (56)$$

$K_{\text{ч}} > 1,25$, следовательно, защита будет надежно срабатывать при КЗ в любой точке защищаемого участка

3 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Обоснование инвестиционных затрат в проекте «Совершенствование СЭС ПС «Вышка»»

Инвестиции, направляемые на реализацию проектных решений на предприятии формируются из двух составляющих.

Во-первых, это единовременные затраты на проектирование в соответствии с техническим заданием.

Во-вторых, это затраты на новое оборудование, включая затраты на демонтаж старого оборудования и на монтаж и наладку вновь приобретенного.

Капитальные затраты на проектные работы определяются по статьям сметы затрат проектной организации по прямым и косвенным расходам. Рассмотрим последовательно методику расчета этих статей.

Прямые расходы включают следующие статьи затрат:

- 1) затраты по заработной плате инженеров-проектировщиков;
- 2) затраты по компьютерному обеспечению проектных работ;
- 3) затраты по формированию проектной документации.

Рассчитаем затраты по заработной плате инженеров-проектировщиков[13]. Эти затраты определяются исходя из должностного оклада инженера-проектировщика и затрат времени на разработку проектной документации по основным этапам проектирования.

Характеристика этапов проектирования системы электроснабжения представлена в таблице 3.1.1).

Таблица 3.1.1 – Характеристика этапов проектирования системы электроснабжения, мес.:

№ п/п	Наименование этапа	Затраты времени
1	Уточнение технического задания	0,6
2	Работа с литературой	0,7
3	Разработка технических предложений	1
4	Разработка методики расчета	0,5
5	Разработка технологической части	1,5
6	Разработка экономической части	0,4
7	Оформление проектной документации	1,1
8	Утверждение проекта	0,2
ИТОГО затраты времени на проектирование		6

Фонд заработной платы инженеров-проектировщиков состоит из основной и дополнительной заработной платы. Тарифная заработная плата за месяц по месячному окладу инженера-проектировщика в проекте составляет 28 000 руб./мес. Время работы на проектирование изделия известно из таблицы 3.1.1 и составляет 6мес.

Таким образом, фонд основной заработной платы составляет 251 160 руб.:

$$\Phi ЗП_{осн} = (ЗП_{тар} \cdot K_{пп} \cdot P_K \cdot K_{д.тар}) \cdot T_P \quad (61)$$

где: ЗП_{тар} = 28 000 – тарифная заработная плата за месяц по месячному окладу инженера-проектировщика, руб.;

K_{пп} = 1,3 – коэффициент премиальных выплат (30%);

P_к = 1,15 – Уральский коэффициент;

K_{д.тар} = 1 – коэффициент доплат к тарифному фонду;

T_р = 6 – время работы по проектированию, мес.

$$\Phi ЗП_{осн} = (28000 \cdot 1.3 \cdot 1.15 \cdot 1) \cdot 6 = 251160 \text{ руб.}$$

Фонд дополнительной заработной платы включает в себя выплаты за очередной отпуск и составляет 502 32 руб.:

$$\Phi ЗП_{\text{доп}} = \Phi ЗП_{\text{осн}} \cdot K_{\text{доп}} \quad (62)$$

где $K_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, принимаемый по нормативу дополнительной заработной платы от 15 до 20%.

$$\Phi ЗП_{\text{доп}} = 251160 \cdot 0.2 = 50232 \text{ руб.}$$

Соответственно, общий фонд заработной платы составляет 301392 руб.:

$$\Phi ЗП = \Phi ЗП_{\text{осн}} + \Phi ЗП_{\text{доп}} \quad (63)$$

$$\Phi ЗП = 251160 + 50232 = 301392 \text{ руб.}$$

Страховые взносы составляют 30% от общего ФОТ и равны 90417 руб.:

$$СВ = 0,3 \cdot \Phi ЗП \quad (64)$$

$$СВ = 0,3 \cdot 301392 = 90417 \text{ руб.}$$

Таким образом, совокупные расходы на оплату труда инженера-проектировщика составят 391 809 руб.

Затраты по компьютерному обеспечению проектных работ определяются исходя из времени использования компьютера на этапах проектирования и стоимости одного часа работы компьютера.

Стоимость одного компьютерного часа принимается по данным предприятия и составляет 500 руб./час. На основании данных, полученных на предприятии, количество рабочих смен инженера-проектировщика в месяц равно 20.

В соответствии с ТК РФ, продолжительность смены инженера-проектировщика составляет 8 часов, а продолжительность этапов проектирования с использованием компьютера по данным таблицы 3.1.1 составляет 4 мес.

Таким образом, исходя из имеющихся данных, затраты по компьютерному обеспечению проектных работ составляют 320 000 руб.:

$$Z_{КОМ} = (T_P \cdot П_{СМ} \cdot T_{СМ}) \cdot C_{Ч.КОМ} \quad (65)$$

где $T_P = 4.0$ – продолжительность проектирования на этапах с использованием компьютера, мес.;

$П_{СМ} = 20$ – количество рабочих смен в месяц;

$T_{СМ} = 8,0$ – продолжительность смены, час;

$C_{Ч.ком} = 500$ – затраты на компьютер за один час работы.

Тогда затраты по компьютерному обеспечению составят:

$$Z_{КОМ} = (4 \cdot 20 \cdot 8) \cdot 500 = 320000 \text{ руб.}$$

Затраты по формированию проектной документации принимаются по данным проектировщика на уровне 15% от фонда заработной платы на проектные работы:

$$Z_{фор} = 0,15 \cdot 301392 = 45209 \text{ руб} \quad (66)$$

Таким образом, совокупные затраты на проектирование составляют 365209 руб.

Далее необходимо рассчитать косвенные расходы, которые, по данным предприятия, составляют 20-25% от уровня прямых затрат на проектирование. Поэтому:

$$Z_{НАК} = 0,25 \cdot Z_{ПР} \quad (67)$$

$$Z_{нак} = 0,25 \cdot 365209 = 91302 \text{ руб.}$$

Смета затрат на проектные работы формируется на основе выше произведенных расчетов и представлена в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2 – Смета затрат на проектные работы, руб.:

№ п/п	Статьи затрат	Сумма
1.	Прямые затраты, в т.ч.	
1.1	Заработная плата на проектирование	301392,00
1.2	Страховые взносы	90 417,00
1.3	Затраты по компьютерному обеспечению	320 000,00
1.4	Затраты по оформлению проектной документации	45 209,00
	ИТОГО прямые затраты	757 018,00
2.	Косвенные расходы	91 302,00
	ИТОГО по сметному расчету	848 320,00
3.	Плановые накопления – прибыль проектной организации	330 751,00
	ИТОГО по смете	1 179 071,00

Как видно из таблицы, совокупные расходы на проектные работы составляют 1 179 071,00 руб.

На основании исследования аналогов оборудования для построения системы автоматизации, был составлен перечень необходимого оборудования с указанием общего количества требуемого оборудования и цены за единицу с НДС с учетом затрат на доставку.

Данные представлены в таблице 3.1.3.

Таблица 3.1.3 – Инвестиционные затраты на оборудование:

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед., шт.	Цена, ед., руб.	Общая сумма руб.
1	Выключатель вакуумный ВМБ 35кВ	5	356000	1780000
2	Трансформатор тока ТОЛ-35	8	95600	764800
3	Ограничитель перенапряжения ОПН-35	6	19800	118800
4	Трансформатор напряжения НАМИ-35	2	212800	425600
5	Разъединитель 35кВ	8	22600	180800
6	Выключатель вакуумный ВВ-TEL 6 кВ	2	191400	382800
7	Трансформатор тока ТОЛ 10 кВ	2	14600	29200
8	УКРМ 6кВ 900кВАр	1	217900	217900
9	УКРМ 6кВ 450кВАр	1	187600	187600
10	Микропроцессорное устройство БМРЗ 152 KSZ	3	94518	283554
11	Микропроцессорное устройство БМРЗ 152 TD	2	128700	257400
12	Микропроцессорное устройство БМРЗ 152 vv	2	94518	189036
13	Микропроцессорное устройство БМРЗ 152 БСК	2	129300	258600
	ИТОГО	57	-	10232038

Таким образом, инвестиционные затраты на приобретение нового оборудования, с учетом затрат на доставку, составляют 10232038руб.

Амортизационные отчисления, используемые в качестве составляющей денежного потока по проекту, рассчитываются линейным методом исходя из балансовой стоимости необходимого оборудования, перечень которого представлен в таблице 4 и нормы амортизации, принятой на основании данных предприятия. Необходимые расчеты представлены в таблице 3.1.4.

Таблица 3.1.4 – Расчет амортизационных отчислений линейным методом:

№ п/ п	Оборудование	Балансо вая стоимос ть	Норма аморти зации, %	Амортиза- ционные отчисления (руб.)
1	Выключатель вакуумный ВМБ 35кВ	1780000	4.4	78320
2	Трансформатор тока ТОЛ-35	764800	4.4	33651,2
3	Ограничитель перенапряжения ОПН-35	118800	4.4	5227,2
4	Трансформатор напряжения НАМИ-35	425600	4.4	18726,4
5	Разъединитель 35кВ	180800	4.4	7955,2
6	Выключатель вакуумный ВВ-TEL 6 кВ	382800	0,044	16843,2
7	Трансформатор тока ТОЛ 10 кВ	29200	0,044	1284,8
8	УКРМ 6кВ 900кВАр	217900	0,2	43580
9	УКРМ 6кВ 450кВАр	187600	0,2	37520
10	Микропроцессорное устройство БМРЗ 152 KSZ	283554	4.4	12476,376
11	Микропроцессорное устройство БМРЗ 152 TD	257400	4.4	11325,6
12	Микропроцессорное устройство БМРЗ 152 vv	189036	4.4	8317,584
13	Микропроцессорное устройство БМРЗ 152 БСК	258600	4,4	11378,4
ИТОГО				513467,692

Исходя из расчетов, представленных в таблице 3.1.4 видно, что ежегодные амортизационные отчисления по данному перечню оборудования составляют 513467,692 руб.

Затраты на монтаж и наладку оборудования определяются по заработной плате рабочих- наладчиков специализированной организации с учётом накладных расходов.

Заработная плата основная и дополнительная рабочих-наладчиков определяется по затратам времени на наладку тарифным ставкам видам

доплат и количеству занятых рабочих. В соответствии с данными предприятия, фонд основной заработной платы рабочих-наладчиков составляет 983 250 руб.:

$$\Phi ЗП_{осн} = \sum_j T_{ст.j} \cdot П_j \cdot \Phi_{вр.нм} \cdot P_K \cdot K_{д.тар} \quad (68)$$

Где $T_{ст.j} = 28\,500$ –тарифная ставка рабочего, руб.

$П_j = 3$ – количество рабочих, принимающих участие в работе по монтажу и наладке оборудования;

$\Phi_{вр.нм} = 10$ – продолжительность работ по монтажу и наладке

$P_K = 1,15$ – Уральский коэффициент;

$K_{д.тар} = 1$ – коэффициент доплат к тарифному фонду;

$$\Phi ЗП_{осн} = 28500 \cdot 10 \cdot 3 \cdot 1.15 \cdot 1 = 983250 \text{ руб.}$$

В соответствии с данными предприятия, фонд дополнительной заработной платы рабочих-наладчиков составляет 147 487,5руб.:

$$\Phi ЗП_{доп} = \Phi ЗП_{осн} \cdot K_{доп} \quad (69)$$

$K_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, принимаемый по нормативу дополнительной заработной платы от 15 до 20%

$$\Phi ЗП_{доп} = 983250 \cdot 0.15 = 147487,5 \text{ руб.}$$

Таким образом, общая величина заработной платы рабочих-наладчиков составит 1 130 737,5 руб.:

$$\Phi ЗП = \Phi ЗП_{осн} + \Phi ЗП_{доп} \quad (70)$$

$$\Phi ЗП = 983250 + 147487,5 = 1130737,5 \text{ руб.}$$

Страховые взносы составляют 30% от общего ФОТ и 339 221,25 руб.:

$$CB = 0,3 \cdot \Phi ЗП = 0,3 \cdot 1130737,5 = 339221,25 \text{ руб.} \quad (71)$$

Косвенные расходы специализированной организации по выполнению работ у заказчика по монтажу и наладке оборудования составляют 589 950 руб.:

$$P_{\text{НАКЛ.}} = \frac{P_{\text{Н}}}{100} \cdot \left(\Phi ЗП_{\text{Р.Н.}} + \frac{P_{\text{ОСН}}}{100} \cdot \Phi ЗП_{\text{Р.Н.}} \right) \quad (72)$$

где $P_{\text{НАКЛ.}}$ – накладные расходы проектной организации;

$P_{\text{Н}}$ – процент накладных расходов от величины фонда оплаты труда с учетом отчислений по ОСН (от 30 до 50%);

$P_{\text{ОСН}}$ – процент отчислений на социальные нужды, %

$$P_{\text{НАКЛ.}} = \frac{30}{100} * (983250 + \frac{30}{100} * 983250) = 589950 \text{ руб.}$$

Инвестиционный бюджет представлен в таблице 3.1.5.

Таблица 3.1.5 – Инвестиционный бюджет, руб.:

№ п/п	Статьи затрат	Сумма, руб.
1	Инвестиционные затраты на проектирование	1 179 071,00
2	Инвестиционные затраты на оборудование	
2.1	В том числе: затраты на приобретение нового оборудования	10 232 038,00
2.2	затраты на монтаж и наладку оборудования по основной и дополнительной заработной плате рабочих наладчиков	983 250,00
2.3	страховые взносы	339 221,00
2.4	накладные расходы специализированной организации по монтажу и наладке оборудования	589 950,00
	ИТОГО по смете инвестиционных затрат	13 323 530,00

Таким образом, из таблицы 3.1.5 видно, что совокупные инвестиционные затраты на реализацию проекта по совершенствованию ПС «Вышка» составят 13 323 530 руб.

3.2 Расчет эффективности инвестиций в проект

Годовой экономический эффект от реализации проекта заключается в:

- 1) сокращении ущерба из-за перерывов электроснабжения, вызванных аварийными ситуациями или необходимостью частых и продолжительных ремонтов морально и физически устаревшего оборудования;
- 2) снижении затрат на плановое обслуживание устаревшего оборудования;
- 3) минимизации затрат на ремонт поврежденного в результате аварии оборудования;
- 4) сокращении потребляемой электроэнергии;

Рассмотрим более подробно каждый пункт.

Среднегодовые затраты на профилактические проверки и ремонты одного комплекта электромеханической РЗА и масляного выключателя 35кВ составляют 18500 руб., а для пяти комплектов соответственно 92500 руб.

$$З_{ппир} = З_{ппир1} * N \quad (73)$$

Где: $З_{ппир1}$ – среднегодовые затраты на профилактические проверки и ремонты, руб.

N- количество комплектов электромеханической РЗА и масляного выключателя 35кВ.

$$З_{ппир1} = 18\,500 * 5 = 92\,500 \text{ руб.}$$

При использовании цифровых реле и вакуумных выключателей затраты на профилактические проверки и ремонты оказываются примерно в 12 раз меньше и могут составить лишь 7708 руб. Таким образом, экономический эффект составит 84792 руб.

$$З_{ппир2} = 7708 * 5 = 38\,540 \text{ руб.}$$

Таким образом экономический эффект составит:

$$\Xi = \Xi_{\text{цир1}} - \Xi_{\text{цир2}} \quad (74)$$

$$\Xi = 92\,500 - 38\,540 = 53\,960 \text{ руб.}$$

Среднегодовые затраты на ремонт поврежденного электрооборудования определяются по статистическим данным, согласно которым ежегодно повреждается 9 % РУ. Для рассматриваемого примера с 8 ячейками РУ количество поврежденных ячеек в год может составить:

При существующих электромеханических РЗА среднее время отключения КЗ составляет 1,2-1,4 сек, что во многих случаях превышает время термической стойкости КРУ.

Затраты на содержание и обслуживание существующих двух трансформаторов обходится в 140000 руб/год.

При использовании ячеек с цифровой РЗА время отключения снижается до 0,4-0,5 сек, что не превышает времени термической стойкости КРУ. В относительно редких случаях необходимый ремонт будет стоить не более 35 000 руб./год. Только за этот счет можно сэкономить ежегодно:

Компенсирующие устройства предназначены для снижения потерь активной мощности. В этом случае экономия от снижения потерь активной мощности (Ξ) определяется по формуле

$$\Xi_K = I_{\Pi} \cdot A_K \cdot t \cdot C_{\Xi} - \Xi_{\text{тек}}, \quad (75)$$

где $I_{\Pi} = 0,05 \text{ кВт/кВАР}$ – коэффициент изменения потерь активной мощности;

A_{K1} = мощность компенсирующих устройств;

$t = 8760 \text{ ч}$ – число часов работы компенсирующих устройств в год;

$C_{\Xi} = 6,28 \text{ руб/(кВт}\cdot\text{ч)}$ – стоимость 1 кВт·ч эл. энергии по тарифу

где $K_{\text{ку}}$ - стоимость компенсирующего устройства.

0,20 – доля затрат на техническое обслуживание компенсирующих устройства от величины амортизационных отчислений.

$$З_{тек1} = K_{кв}/100(1+0,20) = 217900 / 100(1+0,2) = 2614,8 \text{ руб.}$$

$$З_{тек2} = K_{кв}/100(1+0,20) = 187600 / 100(1+0,2) = 1563,33 \text{ руб.}$$

$$\mathcal{E}_{к1} = 0,05 \cdot 900 \cdot 8760 \cdot 6,28 - 2614,8 = 2\,472\,961,2 \text{ р ,}$$

$$\mathcal{E}_{к2} = 0,05 \cdot 450 \cdot 8760 \cdot 6,28 - 1563,33 = 2\,474\,012,67 \text{ р}$$

$$\mathcal{E}_к = 2\,472\,961,2 + 2\,474\,012,67 = 4\,946\,973,87 \text{ р}$$

Таблица 3.2.1 –Годовой экономический эффект от снижения затрат на плановое обслуживание и ремонт оборудования, руб.

№п\п	Снижение затрат по направлениям	Годовой экономический эффект
1	Плановое обслуживание оборудования	92 500
2	Ремонт поврежденного в результате аварии оборудования	342900
3	Стоимость простоя оборудования в результате аварии	1014535,633
4	Потери на недоотпуск электроэнергии	162176
5	Потери на реактивную мощность	4 946 973,87
	ИТОГО	6 624 177,3

Из данных таблицы видно, что совокупный ежегодный экономический эффект составит 6 624 177,3 руб.

Исходя из этого, оценим эффективность капитальных вложений в проект автоматизации подстанции на подстанции.

Следующим шагом необходимо рассчитать срок окупаемости проекта.

$$T_{ок} = K / \mathcal{E}_к \quad (76)$$

Где К- капитальные затраты на разработку проекта

$$T_{ок} = 13\,323\,530 / 6\,624\,177,3 = 2 \text{ года}$$

Срок окупаемости проекта составил всего чуть больше 2 лет..

Экономическую эффективность:

$$\Theta_{\text{эф}} = \Theta_{\text{г}}/K \quad (77)$$

$$\Theta_{\text{эф}} = 6\,624\,177,3 / 13\,323\,530 = 0,50$$

Основные экономические показатели представлены в таблице 3.2.2

Таблица 3.2.2 – Основные технико-экономические показатели проекта:

Показатель	Значение
Общая сметная стоимость реконструкции, руб.	13 323 530
Годовой экономический эффект	6 624 177
Простой срок окупаемости, лет	2
Экономическая эффективность,	0,5

Вывод - оценка экономической эффективности инвестиций в проект реконструкции подстанции на предприятии, проведенный в данной дипломной работе, показала, что инвестиции в данный проект экономически выгодны, поэтому предприятие должно реализовать данный проект.

4 ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКОЛОГИЯ

4.1 Особенности утилизации трансформаторного масла

4.1.1 Характеристики и особенности работы трансформаторного масла

Весьма важной является очистка трансформаторного масла, поскольку появляющиеся при эксплуатации трансформатора посторонние включения (мельчайшие частицы узлов агрегата, элементы оплётки кабеля и т.д.) могут образовывать опасные мостики проводимости, вследствие чего возможно короткое замыкание. При длительной эксплуатации такого масла в нём также скапливаются микропузырьки газа, нарушающие целостность среды. Опасным для бесперебойной эксплуатации трансформатора считается также постепенное накапливание воды в нижней части ёмкости, где находится отработанное трансформаторное масло. Свойства данного слоя также могут способствовать пробоем, особенно при повышенных более 60...70 кВ рабочих напряжениях. Эти факторы устанавливаются химическим анализом трансформаторного масла.

Целью всех методов регенерации является повышение свойства химической чистоты масла. Случаи, когда вторичное трансформаторное масло предлагают продавать для целей отопления помещений, далее не рассматриваются, хотя в некоторых ситуациях это выгодно: все масла данной группы отличаются повышенным свойством по теплоотдаче.

Соответственно поставленным задачам, отработка и утилизация трансформаторного масла выполняет следующие задачи:

- Сушка трансформаторного масла;
- Дегазация трансформаторного масла;
- Увеличение диэлектрической прочности;
- Удаление водных и неводных примесей;
- Понижение кислотного числа.

Требования к трансформаторному маслу всегда включают его многоступенчатую очистку. Она может быть химической и механической. Механическая очистка считается предварительным этапом работ, поскольку, несмотря на сравнительную простоту оборудования (что положительно сказывается на цене), позволяет удалять не более 70% примесей (в основном механических остатков твёрдых компонентов). Решающей является химическая очистка, в ходе которой последовательно происходит отделение воды, обработка масла серной кислотой, которая связывает все металлические мыла, и вакуумная дистилляция масла методом испарения. Далее дегазированное масло конденсируется, отстаивается и упаковывается для отправки по своему применению.

Качество многоступенчатой химической очистки трансформаторного масла достигает 95...98%. Такое масло также можно использовать в общетехнических целях, однако для непосредственного применения в трансформаторах необходима коррекция его плотности. Плотность трансформаторного масла – важнейший технологический показатель его качества. При низкой плотности в масле могут находиться газовые пузырьки, а при увеличенной плотности резко растёт кинематическая вязкость продукта. Плотность трансформаторного масла характеризует также степень его загрязнения посторонними частицами. Цена такого продукта всегда намного ниже, поэтому при объявлениях «продам трансформаторное масло по невысокой стоимости» Следует относиться осторожно.

4.1.2 Особенности очистки трансформаторного масла

Удаление продуктов окисления, которые образуются в масляной среде при работе трансформатора, масляного выключателя и т.д.

Удаление воды, наличие которой приводит к быстрому разрушению электрической изоляции.

Многократность регенерационных этапов, после каждого из которых масло подвергают проверке на диэлектрические показатели.

Анализ трансформаторного масла с целью контроля за наличием и содержанием антиокислительной присадки – ионола, который тормозит процесс повышения кислотного числа масла.

4.2 Охрана труда при выполнении работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики

Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов, устройств релейной защиты и электроавтоматики, вторичные цепи (обмотки) измерительных трансформаторов тока и напряжения должны иметь постоянные заземления. В сложных схемах релейной защиты для группы электрически соединенных вторичных обмоток измерительных трансформаторов допускается выполнять заземление только в одной точке. Все работы в схемах устройств сложных защит выполняются по программам, в которых в том числе должны быть указаны меры безопасности.

При необходимости разрыва токовой цепи измерительных приборов, устройств релейной защиты, электроавтоматики цепь вторичной обмотки трансформатора тока предварительно закорачивается на специально предназначенных для этого зажимах или с помощью испытательных блоков. Во вторичной цепи между трансформаторами тока и установленной закороткой не допускается производить работы, которые могут привести к размыканию цепи.

При работах во вторичных устройствах и цепях трансформаторов напряжения с подачей напряжения от постороннего источника должны быть приняты меры, исключающие возможность обратной трансформации.

Производителю работ, имеющему группу IV, из числа персонала, обслуживающего устройства релейной защиты, электроавтоматики,

разрешается совмещать обязанности допускающего. При этом он определяет меры безопасности, необходимые для подготовки рабочего места. Подобное совмещение разрешается, если для подготовки рабочего места не требуется выполнения отключений, заземления, установки временных ограждений в части электроустановки напряжением выше 1000 В.

Производителю работ, имеющему группу IV, единолично, а также членам бригады, имеющим группу III, разрешается работать отдельно от других членов бригады во вторичных цепях и устройствах релейной защиты, электроавтоматики, если эти цепи и устройства расположены в РУ и помещениях, где токоведущие части напряжением выше 1000 В отсутствуют, полностью ограждены или расположены на высоте, не требующей ограждения.

Работники энергоснабжающих организаций работу с приборами учета потребителя проводят на правах командированного персонала. Эти работы проводятся бригадой в составе не менее двух работников. В помещениях РУ записывать показания электросчетчиков допускается работнику энергоснабжающей организации, имеющему группу III, в присутствии представителя потребителя электроэнергии.

В электроустановках напряжением до 1000 В потребителей, имеющих обслуживающий персонал, работающий по совместительству или по гражданско-правовому договору (детские сады, магазины, поликлиники, библиотеки), подготовку рабочего места и допуск к работе с приборами учета электрической энергии имеет право проводить оперативный персонал соответствующих энергоснабжающих или территориальных электросетевых организаций по утвержденному перечню работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации, бригадой из двух работников, имеющих группы III и IV, в присутствии представителя потребителя.

Работы с приборами учета электроэнергии должны проводиться со снятием напряжения. В цепях электросчетчиков, подключенных к

измерительным трансформаторам, при наличии испытательных коробок следует снимать напряжение со схемы электросчетчика в указанных коробках.

Работу с однофазными электросчетчиками оперативный персонал энергоснабжающих или территориальных электросетевых организаций, имеющий группу III, имеет право проводить единолично при снятом напряжении по утвержденному перечню работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации. При отсутствии коммутационного аппарата до электросчетчика в деревянных домах, в помещениях без повышенной опасности эту работу разрешается проводить без снятия напряжения при снятой нагрузке.

При выполнении работ, указанных в пунктах 8 и 9, ОРД организации за работниками должен быть закреплен территориальный участок (район, квартал, округ). В бланках заданий оперативный персонал должен отмечать выполнение технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работ в электроустановках.

В энергоснабжающих или территориальных электросетевых организациях для проведения работ с приборами учета должны быть составлены инструкции или технологические карты по каждому виду работ.

Вывод – рассмотрев все аспекты охраны труда и промышленной экологии, а именно, вероятность безотказной работы системы электроснабжения после замены отделителя короткозамыкателя в системе электроснабжения, которая увеличивается и особенности утилизации трансформаторного масла, можно сделать заключение, что данная работа полностью соответствует всем нормам и правилам безопасности, а следовательно, рекомендована к внедрению.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной дипломной работе было рассмотрено совершенствование существующей системы электроснабжения ПС «Вышка» г. Краснокамск.

Проведен анализ существующих схем электроснабжения подстанций и их элементов, выполнена оценка состояния электрического оборудования подстанций и обоснована необходимость в их модернизации.

Исследована работа силовых трансформаторов Т1 и Т2, определены их коэффициенты загрузки. Произведен расчет токов короткого замыкания подстанции.

В соответствии с расчетной схемой электроснабжения и схемой ее замещения определены ожидаемые токи короткого замыкания;

Выбор коммутационной защитной аппаратуры на ПС и устройств компенсации реактивной мощности. На стороне 35 кВ устанавливается следующее оборудование: вакуумные выключатели типа ВБН/ЭЛКО/ТЭ-35 П-25/1000; трансформаторы напряжения типа НАМИ-35 У2; ограничители перенапряжения типа ОПН-35 УХЛ1.

Для компенсации реактивной мощности на шинах 6 кВ ПС «Вышка» устанавливаются УКРМ 6,3кВ 900кВАр на 1 с.ш. и УКРМ 6,3кВ 600кВАр на 2 с.ш.

Определены уставки защит.

Произведен расчёт безотказности работы оборудования.

Выполнено технико-экономическое обоснование проекта по совершенствованию СЭС. Определена структура капитальных затрат на реализацию проекта, а также выполнен расчет показателей экономической эффективности, который показал, что проект является рентабельным. Затраченные деньги на проект будут возмещены чуть больше, чем за 2 года после его внедрения

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ю.В. Коровин, Е.И. Пахомов, К.Е. Горшков. Расчёт токов короткого замыкания в электрических системах. Челябинск Издательский центр ЮУрГУ 2011
2. Плащанский Л.А. Основы электроснабжения горных предприятий М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2006 г. — 499 с: ил. : Учебник для вузов. — 2-е изд., исправ.
3. Каталог выключателей выключателей – URL: <http://forca.ru/>
4. Защитное высоковольтное оборудование и аппараты производство и поставка во все регионы России— URL:<http://www.razrad.ru/rdz110.html>
5. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ / Под общ. ред. И. Т. Горюнова и А. А. Любимова; М.: Папирус Про, 2005.
6. А.В. Кабышев, С.Г. Обухов РАСЧЕТ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ И УСТАНОВОК. Учебное пособие и справочные материалы для курсового и дипломного проектирования Издательство ТПУ Томск 2006
7. ТАВРИДА ЭЛЕКТРИК РОССИЯ. Ограничители перенапряжений 35(110) кВ УХЛ1 – URL: <http://www.tavrida.ru/Product>
8. Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях. М.: Энергия, 1974.
9. Торговая электротехническая компания ЭНЕРГОЗАПАД. Конденсаторные установки – URL: <http://energozapad.ru/kondensatornaya-ustanovka-ukkrm>
10. ПУЭ. Издание 7
11. Камкабель. – URL: <http://kamkabel.ru/>
12. Острейковский. Расчет надежности. М.: Энергия, 2005г.

13. У.В. Афтахова- Методические указания по выполнению самостоятельной практической работы по дисциплине «экономика и организация производства» для студентов горно-нефтяного факультета. Учебно-методическое пособие. Перм. Нац. Исслед. Политехн. ун-т. Пермь, 2014. – 31с.