

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(национальный исследовательский университет)
Факультет «Энергетический»
Кафедра «Электрические станции, сети и системы»

ПРОЕКТ ПРОВЕРЕН
Рецензент

_____ /_____
_____ 2018 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

_____ /И.М. Кирпичникова/
_____ 2018 г.

Развитие сети 110 кВ Советского района Ханты-Мансийского автономного
округа с реконструкцией подстанции 110/10 кВ «Хвойная»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОМУ КВАЛИФИКАЦИОННОМУ ПРОЕКТУ
ЮУрГУ–130402.2018.355.00 ПЗ ВКР (ПЗ ВКП)

Руководитель проекта

_____ /В.В. Тарасенко /
_____ 2018 г.

Автор проекта

Студент группы ПЗ – 382М
_____ /Г.Ю. Бразгина/
_____ 2018 г.

Нормоконтролер

_____ /В.В. Тарасенко/
_____ 2018 г.

Челябинск 2018

АННОТАЦИЯ

Бразгина Т.Ю. Развитие сети 110 кВ Советского района Ханты-Мансийского автономного округа с реконструкцией подстанции 110/10 кВ «Хвойная». - Челябинск: ЮУрГУ, МТ; 2018, 117 с., 6 ил., библиогр. список - 19 наим., 24 таблицы, 4 листа чертежей ф.А1.

В проекте рассмотрена реконструкция ПС 110/10 кВ Хвойная, произведена замена устаревшего оборудования на новое современное. Выполнен расчет электрических нагрузок, выбраны сечения проводов, выполнен расчет токов короткого замыкания. Произведён выбор и проверка токоведущих частей и электрических аппаратов, в том числе ячеек КРУ.

В разделе релейной защиты и автоматики рассмотрены современные виды защит трансформаторов, линий и шин на базе комплектов серии SPACOM, выбраны источники оперативного тока.

В экономической части произведен расчет капитальных затрат и дана оценка экономической эффективности реконструкции подстанции. В проекте рассмотрены его безопасность и экологичность, расчет заземления, молниезащиты ПС-110/10 кВ, характеристика пожароопасности. Дана общая оценка условий труда, производственной санитарии и возможных видов ущерба.

					130402.2018.355.00 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Развитие сети 110 кВ Советского района Ханты-Мансийского автономного округа с реконструкцией подстанции 110/10 кВ «Хвойная»	Лит.	Лист	Листов
Разр		Бразгина						
Пров		Тарасенко					3	117
Н. кон		Тарасенко				ЮУрГУ Кафедра ЭССиС		
Утверд.		Кирпичникова						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 СУЩЕСТВУЮЩАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	10
1.1.Состояние подстанции и факторы, определяющие необходимость реконструкции.....	10
2 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ РАЙОНА.....	12
2.1.Расчет электрических нагрузок.....	12
2.1.1.Определение расчетной мощности.....	13
2.2.Выбор числа и мощности трансформаторов.....	14
2.2.1.Выбор трансформаторов собственных нужд.....	16
2.3.Выбор сечений проводов и кабелей.....	18
2.4.Выбор ячеек КРУ.....	22
2.5.Расчет токов КЗ.....	23
2.6.Выбор высоковольтных электрических аппаратов.....	28
2.6.1. Выбор выключателей.....	28
2.6.2. Выбор шин.....	31
2.6.3. Выбор разъединителей.....	34
2.6.4. Выбор ограничителей перенапряжений.....	36
2.6.5. Выбор трансформаторов тока.....	36
2.6.6. Выбор трансформаторов напряжения.....	40
2.6.7. Выбор предохранителей.....	40
2.6.8. Выбор заземлителей.....	40
3 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.....	42
3.1.Защита подстанции.....	42
3.2.Защита сборных шин.....	43
3.3.Защита трансформаторов.....	45
3.3.1.Расчет максимальной токовой защиты.....	45
3.3.2.Расчет токовой отсечки.....	47
3.4.Микропроцессорная защита трансформаторов RET 521.....	48

					130402.2018.355.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

3.4.1. Основные функции комплекта цифровой защиты трансформаторов RET 521	48
3.4.2. Конструкция RET 521	49
3.4.3. Программное обеспечение RET 521	51
3.4.4. Самоконтроль и тестирование RET 521	52
3.4.5. Технические характеристики	52
3.4.6. Подключение RET 521 к силовому трансформатору	53
3.5. Устройство защиты распределительных устройств SPAC810	54
3.5.1. Назначение устройства	54
3.5.2. Конструкция устройства SPAC 810	55
3.5.3. Описание функций устройства	56
3.5.4. Связь с ПЭВМ и АСУ	58
3.6. Центральная сигнализация	59
3.7. Выбор источника оперативного тока	59
4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА	61
4.1. Меры безопасности при обслуживании подстанции	61
4.2. Обеспечение безопасности работающих	63
4.2.1. Расчет защитного заземления и молниезащиты	64
4.2.2. Производственная санитария	67
4.3. Пожарная безопасность	68
4.4. Экологичность	69
4.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	71
4.5.1. Пожары и взрывы оборудования	71
4.5.2. Отключение электроэнергии	71
4.5.3. Террористические акты	71
4.5.4. Хищение проводов и шин	72
4.5.5. Ошибочные действия оперативного персонала	73

5 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТА.....	74
5.1.Методика расчета экономических показателей проектируемой системы.....	74
5.2.Основные источники эффективности проектируемой системы	79
5.3.Расчет показателей экономической эффективности.....	82
5.4.Выводы по разделу.....	91
6 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	92
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	115
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	116

					130402.2018.355.00 ПЗ	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика продолжает оставаться одним из самых объективных индикаторов развития экономики стран. За последние 30 лет производство электроэнергии в мире выросло больше чем в 3 раза и сегодня превышает 15000 млрд. кВт•ч. К сожалению, российскую электроэнергетику нельзя назвать динамично развивающейся. В основном она базируется на научных разработках 20-ти летней давности, что неизбежно привело к увеличению количественного и качественного разрыва с передовыми странами в области развития электроэнергетики. Одной из серьезных проблем в электроэнергетике является проблема износа (старения) силового электротехнического и энергетического оборудования.

В наше время произошли значительные изменения в электроэнергетике, появилось много нового оборудования, возникли новые требования к устройству и эксплуатации электроустановок. В электроэнергетике внедряется новое оборудование, созданное с использованием новых технологий, активно используются компьютеры.

В современных условиях подстанция становится все более важным элементом энергосистемы. Она должна не только соответствовать установленным техническим требованиям, но и обеспечивать экономическую эффективность. Известно, что к настоящему времени многие подстанции практически выработали установленный ресурс, замена устаревшего оборудования должна выполняться с применением наиболее современного и эффективного оборудования, которое позволяет повысить его надежность, уменьшить эксплуатационные расходы, улучшить условия окружающей среды.

Главные стратегические направления развития электроэнергетики страны на перспективу предусматривают:

– обновление и развитие объектов электроэнергетики для производства,

транспорта и распределения электрической и тепловой энергии на базе новых эффективных технологий;

–повышение эффективности конечного использования энергии;

– развитие и повышение эффективности управления в электроэнергетике и осуществление поэтапного перехода от существующего регулируемого рынка к конкурентному.

Развитие и усложнение систем электроснабжения, возрастающие требования к экономичности и надежности их работы, широкое внедрение устройств управления распределением и потреблением электроэнергии на базе современной вычислительной техники ставят задачу:

–повышения уровня проектно-конструкторских разработок;

–внедрения и рациональной эксплуатации высоконадежного электрооборудования;

–снижения непроизводительных расходов электроэнергии при ее передаче, распределении и потреблении, что в свою очередь огромным образом влияет на объемы перекачки транспортируемой нефти предприятием.

В связи с вышесказанным актуальность выбранной темы: «Реконструкция ПС «Хвойная» 110/10 кВ» для дипломного проектирования очевидна.

В виду того, что электрооборудование подстанции «Хвойная» 110/10 кВ морально и физически устарело, предполагается частичная ее реконструкция и модернизация.

При этом ставятся следующие задачи:

1. Замена силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ на ОРУ 110кВ.
2. Замена ЗРУ-10 с вакуумными выключателями ВБКЭ-10, ячейка КВЭ-10 на КРУН-10 с вакуумными выключателями ВВ/TEL-10, ячейка К-59.

3. Выполнение схем защиты, управления основных присоединений РУ-10 кВ на микропроцессорных устройствах серии SPAC-810.
4. Изменение схемы образования и управления оперативным током, установка аккумуляторной батареи типа А-512/60 со шкафом управления оперативным током ШУОТ-2403-3А72.
5. Проработать вопрос по техническим мероприятиям, проводимым на подстанции для обеспечения безопасности работ работающего персонала.
6. Провести экспертизу проекта на экологичность и безопасность.

1 СУЩЕСТВУЮЩАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Подстанция 110/10 кВ Хвойная была введена в эксплуатацию в 1985 году, подключена к энергосистеме через ВЛ 110 кВ Атымья-Картопья-1 и ВЛ 110 кВ Атымья-Картопья-2. Она предназначена для питания потребителей промышленной зоны и части г. Югорска.

Напряжение на вводы трансформаторов подается по двум взаиморезервируемым линиям: Атымья-Картопья-1 и Атымья-Картопья-2. Такая схема позволяет производить поочередный ремонт коммутационной аппаратуры без отключения потребителей.

1.1 Состояние подстанции и факторы, определяющие необходимость реконструкции

Подстанция 110/10 кВ «Хвойная» состоит из основного оборудования выпуска конца семидесятых годов.

На подстанции установлены: два двухобмоточных трансформатора 1Т и 2Т – ТДН-16000/110, на стороне 110 кВ трансформатор 1Т запитан от ВЛ Атымья-Картопья-1, 2Т – от ВЛ Атымья-Картопья-2.

Питание 1 и 2 секции 10 кВ осуществляется от трансформатора 1Т и 2Т. Параллельная работа трансформаторов 1Т и 2Т на напряжениях 10 кВ, допускается кратковременно (не более 10 минут) при производстве переключений по переводу нагрузки с одного трансформатора на другой.

Регулирование напряжения на шинах 10 кВ подстанции осуществляется с помощью устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) трансформаторов 1Т, 2Т автоматически или дистанционно.

На стороне 110 кВ установлены разъединители: РНДЗ 2 – 110 /1000 У1. В результате электромагнитных процессов, связанных с резким изменением режима работы электрических сетей внутри электроустановки, или внешних

воздействий, например молний, возникают перенапряжения. Для защиты от них на стороне 110 кВ применяют разрядники РВС–110 и для защиты изоляции нейтралей трансформаторов РВС – 35+РВС – 15, на стороне 10 кВ: РВО–10. Для обеспечения измерения токов и напряжений в электроустановках высокого напряжения применяют трансформаторы тока и трансформаторы напряжения.

Таблица 1 - Трансформаторы тока и напряжения

U, кВ	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения
10	ТПЛ-10, ТПОЛ-10	НТМИ-10

Силовые выключатели рассчитаны на отключение рабочих токов и токов короткого замыкания. На стороне 10 кВ установлены выключатели: ВБКЭ–10–630.

Схема ЗРУ-10 кВ одно-секционированная секция шин. В целях ограничения токов короткого замыкания применяется раздельная работа секций. В схеме предусмотрен секционный выключатель с устройством автоматического включения резерва (АВР). Надежность схемы на стороне напряжения 10 кВ повышается за счет применения шкафов КРУ-2-10 кВ, позволяющих производить быструю замену выкатной части ячейки для ремонта выключателя. Для питания собственных нужд установлены два трансформатора ТМ–100/10/0,4 и ТМ – 63/10/0,4 , присоединенные к секциям 10 кВ.

Распределение электроэнергии от подстанции осуществляется: 10 кВ – кабельными и воздушными ЛЭП.

За время эксплуатации всё электротехническое оборудование практически выработало свой ресурс. Поэтому необходима реконструкция действующей подстанции, целью которого является замена устаревшего оборудования и автоматики.

2 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ РАЙОНА

2.1 Расчет электрических нагрузок

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. Электрические нагрузки промышленного предприятия определяют выбор всех элементов системы электроснабжения: линий электропередач, трансформаторов, оборудования трансформаторных подстанций и др. Поэтому правильное определение электрических нагрузок является решающим фактором при проектировании и эксплуатации электрических сетей. Основными исходными данными для определения расчетных электрических нагрузок промышленного предприятия являются ведомости приемников электроэнергии с указанием установленной мощности.

Ведомость электрических нагрузок ПС «Хвойная» представлена в виде общей установленной мощности в таблице (2)

Таблица 2 - Ведомость электрических нагрузок потребителей

Потребители	Общая установленная мощность, кВт
РП-4-1	1100
Жилой поселок-1	850
ПМК-3-1	2710
СОК-1	2680
Кирпичный завод-1	505
Зеленая зона	595
КОС-1	425
РП-1-1	85
ЗСМ-1	255
Кирпичный завод-2	80
УПТК	85
Жилой поселок-2	255
Микрорайон-16	1856
ЗСМ-2	1100
РП-4-2	680
РП-1-2	2600
ПТТиСТ	510

Продолжение таблицы 2

КОС-2	255
ПМК-3-2	170
СОК-2	1105
Собственные нужды ПС «Хвойная»	94,82
ИТОГО:	18004,82

2.1.1 Определение расчётной мощности

При разработке проекта электроснабжения, как и любого другого предприятия, необходимо определить электрическую мощность, передачу которой требуется обеспечить для нормальной работы объекта. Определение расчетной нагрузки является первым этапом проектирования системы и выбора основных элементов электроснабжения: трансформаторов, линий, распределительных устройств.

На высших ступенях системы внутризаводского электроснабжения возможно применение метода расчета по установленной мощности и коэффициенту спроса. При этом методе расчета величина коэффициента спроса принимается постоянной независимо от числа и мощности отдельных электроприемников. Поэтому этот метод рекомендуется использовать при определении общезаводских нагрузок. Таким образом, при определении расчетной нагрузки ПС «Хвойная» используем именно этот метод.

Величину коэффициента спроса для данного производства принимаем по [9].

Расчетная активная мощность

$$P_p = K_c \cdot P_{ном} \quad , \quad (1)$$

где P_p – расчетная активная мощность, МВт;

K_c – коэффициент спроса;

$P_{ном}$ – общая установленная активная мощность, МВт.

$$P_p = 0,8 \cdot 18,01 = 14,41 \text{ МВт}$$

Расчетная реактивная мощность

$$Q_p = \operatorname{tg} \varphi \cdot P_p \quad , \quad (2)$$

где Q_p – расчетная реактивная мощность, Мвар;

$\operatorname{tg} \varphi$ – тангенс угла, соответствующий коэффициенту мощности

$\cos \varphi = 0,95$, определили экспериментально по показаниям счетчиков

$$Q_p = 14,41 \cdot 0,3 = 4,32 \text{ Мвар}$$

Расчетная полная мощность

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad , \quad (3)$$

где S_p – расчетная полная мощность, МВА;

$$S_p = \sqrt{14,41^2 + 4,32^2} = 15,04 \text{ МВА}$$

2.2 Выбор числа и мощности трансформаторов

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС промышленных предприятий должен быть технически и экономически обоснованным, так как он оказывает существенное влияние на рациональное построение схем промышленного электроснабжения.

Критериями при выборе трансформаторов являются надежность электроснабжения и потребная трансформаторная мощность. Оптимальный вариант выбирается на основе сравнения капиталовложений и годовых эксплуатационных расходов. Для обеспечения необходимой надежности электроснабжения потребителей ПС «Хвойная» число трансформаторов, устанавливаемых на ПС 110/10 кВ, принимаем равным двум.

Выбор мощности трансформаторов ПС 110/10 кВ производим на основании расчетной нагрузки. Так как к установке принимаем два трансформатора, то номинальная мощность каждого из них определится исходя из установленной мощности потребителей.

Определяем мощность трансформатора

$$S_{mp} = \frac{S_p}{n \cdot k_{з.м}}, \quad (4)$$

где S_p —мощность потребителя;

n —количество трансформаторов необходимых по ПУЭ;

$k_{з.м}$ —коэффициент загрузки трансформаторов, принимаем для потребителей 1-ой категории $k_{з.м} = 0.65 \div 0.7$, для 2-ой категории $k_{з.м} = 0.7 \div 0.8$, для 3-ей категории $k_{з.м} = 0.9 \div 0.95$.

$$S_{ном.т} = \frac{15,04}{2 \cdot 0.7} = 10,7 \text{ МВА}$$

Выбираем трансформатор с мощностью $S_{ном.т.} \geq S_{тр}$ по [2].

Ближайшая большая стандартная мощность трансформатора данного класса напряжения составляет 16000 кВА.

В настоящее время на ПС «Хвойная» два трансформатора типа ТДН-16000/110 мощностью по 16 МВА, которые были установлены в 1985 году. С перспективой развития промзоны и строительством новых микрорайонов, а также в связи с износом на 70% , заменяем существующие трансформаторы ТДН-16000/110 мощностью $S_H = 16$ МВА на трансформаторы ТРДН-25000/110 мощностью $S_H = 25$ МВА.

Определяем коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме:

$$k_3 = \frac{S_p}{S_H \cdot 2} \quad (5)$$

$$k_3 = \frac{15,04}{25 \cdot 2} = 0,3$$

Следовательно, в нормальном режиме трансформаторы перегрузок не испытывают.

Определим коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме, т.е. когда один трансформатор отключен. ПУЭ допускают перегрузку трансформатора при послеаварийных режимах до 40% на время

максимума общей суточной продолжительности не более 6 часов в течение не более 5 суток.

$$k_3^{ав} = \frac{Sp}{S_H}, \quad (6)$$

$$k_3^{ав} = \frac{15,04}{25} = 0,6$$

Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме не превышает установленной нормы 1,5.

Следовательно, трансформаторы мощностью 25 МВА каждый удовлетворяют требуемым условиям.

Выбираем трансформаторы ТРДН-25000/110. Параметры трансформатора сведены в таблице (3)

Таблица 3 - Выбор силовых трансформаторов

Тип трансформатора	ТРДН-25000/110
Sном, МВА	25
Uвн, кВ	115
Uнн, кВ	10,5
ΔРхх, кВт	25
ΔРк, кВт	120
Uк, %	10,5
Iк, %	0,65
Количество трансформаторов	2

2.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Непрерывность процесса передачи и распределения электроэнергии потребителям на подстанции обеспечивается потребителями собственных нужд. В качестве источников энергии для них используются понижающие трансформаторы 10/0,4.

В таблице (4) представлены потребители собственных нужд ПС «Хвойная».

Таблица 4 - Ведомость нагрузок трансформатор собственных нужд

Наименование потребителя	I _н , А
Обдув 1Т	15
Обдув 2Т	15
Освещение ОРУ	40
Освещение ЗРУ	35
Регулирование напряжения 1Т	7
Регулирование напряжения 2Т	7
Обогрев ОПУ	20
Обогрев ЗРУ	25
Обогрев приводов В-110 1Т 1ступень	5
Обогрев приводов В-110 2Т 1ступень	5
Обогрев полюсов и приводов В-110 1Т и 2Т 2ступень	18
БПНС-1	12
БПНС-2	12
УКП-1	14
УКП-2	14
Блокировка разъединителя	7
Завод пружин В-110 1Т и 2Т	7
Телеизмерение	18

Путем замеров было выяснено, что электроснабжение потребителей собственных нужд составляет в среднем $S_{cp}=94,82$ кВ·А.

Определим мощность трансформаторов собственных нужд:

$$S_{ном.тр} \geq \frac{S_{cp}}{0,7 \cdot n} = \frac{94,82}{0,7 \cdot 2} = 67,73 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Выбираем трансформаторы $S_n=100$ кВ·А

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$k_3 = \frac{S_{cp}}{S_n \cdot n} = \frac{94,82}{2 \cdot 100} = 0,47$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме:

$$k_3^{ав} = \frac{S_{cp}}{S_n} = \frac{94,82}{100} = 0,94$$

Т.е. трансформаторы собственных нужд не испытывают перегрузок.

На подстанции «Хвойная» установлено два трансформатора собственных нужд ТМ-100/10/0,4 и ТМ-63/10/0,4.

Таким образом, трансформатор ТМ-63/10/0,4 на ПС нуждается в замене по нагрузке на более мощный. Трансформатор ТМ-100/10/0,4 так же заменим на аналогичный, но с меньшими потерями - потерями х.х. (154 Вт против 247) и к.з. установленными в соответствии с рекомендациями Европейского комитета электротехнической стандартизации (CENELEC). Выбираем трансформаторы ТМГ-100/10/0,4 производства ОАО «МЭТЗ ИМ. В.И. КОЗЛОВА».

2.3 Выбор сечения проводов и кабелей

Выбор сечения проводов воздушных линий и жил кабелей производят в зависимости от ряда технических и экономических факторов. Электрические сети рассчитывают:

- по экономической плотности тока;
- по нагреву;
- по потере напряжения;
- на механическую прочность;
- по условию возникновения короны.

Для потребителей 10 кВ расчетный ток определяют

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (7)$$

где S_p – расчетная мощность наиболее мощного потребителя, кВ*А;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.

$$I_p = \frac{2829}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 155,56 \text{ А}.$$

Для трансформаторов типа ТРДН-25000/110 номинальный ток определяется

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (8)$$

где $S_{ном.т}$ – номинальная мощность каждого из трансформаторов, кВ*А;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.

$$I_{ном} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,51 \text{ А}.$$

Для параллельно работающих линий, питающих ЗРУ-10 кВ в качестве расчетного тока принят ток послеаварийного режима, когда одна питающая линия вышла из строя. Расчетный ток для этого случая определим по величине расчетной мощности

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (9)$$

где S_p – полная расчетная мощность потребителей, кВ*А;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.

$$I_p = \frac{15040}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 826,99 \text{ А}.$$

Результаты расчета сведены в таблице (5)

Таблица 5 - Выбор сечений и марки силовых кабелей и шинопроводов

Наименование потребителей	Потребители 10 кВ	ЗРУ-10 кВ
Расчетная мощность, кВ·А	2829	15040
Номинальный ток, А	155,56	826,99
Длительно допустимый ток, А	220	870
Сечение жилы кабеля, мм ²	95	200
Принятая марка кабеля	АА ШВ-10-3х95	Шинопровод 60 х6

Условие выбора сечения жил кабеля по допустимому нагреву при нормальных условиях прокладки: номинальный ток должен быть меньше, либо равен допустимому току.

Проанализировав данные таблицы (5) можно сделать вывод, что выбранные сечения удовлетворяют нашим условиям.

Выбор сечения проводов ВЛ 110 кВ по экономической плотности тока производится по следующей схеме.

Экономически целесообразное сечение

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (10)$$

где I_p —расчетный ток линии на пятом году ее эксплуатации, А;

$j_{\text{эк}}$ —экономическая плотность тока, $j_{\text{эк}} = 1,4 \text{ А/мм}^2$ [3].

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (11)$$

$$I_p = \frac{8683}{\sqrt{3} \cdot 115} = 43,59 \text{ А}.$$

$$F_{\text{эк}} = \frac{43,59}{1,4} = 31,14 \text{ мм}^2.$$

Выберем провод марки АС-120.

Условие проверки по допустимой токовой нагрузке по нагреву:

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{доп}},$$

$$43,59 \text{ А} \leq 380 \text{ А}.$$

Выбранное сечение провода удовлетворяет условиям нагрева.

Выбор сечения 10 кВ производится по выше указанной схеме

$$I_p = \frac{15040}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 826,99 \text{ А},$$

$$F_{\text{эк}} = \frac{826,99}{1,4} = 590,7 \text{ мм}^2.$$

Выберем шинопровод 60х6.

Условие проверки по допустимой токовой нагрузке по нагреву

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{доп}}$$

$$590,7 \text{ A} \leq 870 \text{ A}$$

Выбранное сечение удовлетворяет условиям нагрева.

2.4 Выбор ячеек КРУ

Меняем устаревший ЗРУ-10 серии КВЭ-10 на КРУН-10 серии К-59, снабженных теплоизоляцией, климатического исполнения ХЛ, с вакуумными выключателями ВВ/TEL-10 на выкатных тележках.

КРУ представляет собой отдельно стоящие блоки высоковольтных ячеек с коридором управления.

Блок КРУ – это смонтированный на жесткой раме металлический корпус, служащий защитной оболочкой, как высоковольтного оборудования, так и КРУ в целом. Блок разделен на высоковольтную часть и коридор управления.

Эксплуатация КРУ серии К-59 не требует постоянного обслуживания

Технические данные КРУ серии К-59 приведены в таблице (6)

Таблица 6 - Технические данные КРУ серии К-59

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение (линейное), кВ	6;10
Наибольшее рабочее напряжение (линейное), кВ	7,2; 12
Номинальный ток главных цепей шкафов КРУ, А	630; 1000; 1600
Номинальный ток сборных шин, А	1000; 1600; 2000; 3150
Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ, кА	20; 31,5
Номинальный ток термической стойкости, кА	20; 31,5

Продолжение таблицы 6

Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей шкафов КРУ, кА	51; 81
Номинальное напряжение вспомогательных цепей, В - постоянного тока - переменного тока	110 110
Ток холостого хода, отключаемый разъемными контактами соединениями главной цепи с номинальным напряжением 10 кВ, А	0,8

Вид линейных высоковольтных подсоединений - кабельные, воздушные;
Условия обслуживания - двухстороннее обслуживание.

Применение КРУ приводит к сокращению объема и сроков проектирования, при необходимости легко производится реконструкция и расширение электроустановки. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все токоведущие части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

2.5. Расчет токов КЗ

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение короткого замыкания в сети или в элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала. Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании токов к.з., необходимо правильно определять токи к.з. и по ним выбирать электрооборудование и защитную аппаратуру.

Расчет выполняется с целью выбора и проверки аппаратов, проводников, кабелей и другого оборудования, а также для проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики.

Особенности расчета токов к.з. в сетях напряжением выше 1000 В:

- не учитываются активные сопротивления всех элементов схемы к.з.;
- не учитываются емкостные проводимости на землю ВЛ напряжением до 220 кВ;
- пренебрегают токами намагничивания магнитных систем генераторов, трансформаторов и электродвигателей;
- трехфазную систему считают симметричной, и все расчеты ведут для одной фазы.

В зависимости от цели расчета учитывают разные расчетные режимы работы электрической схемы. При выборе аппаратуры расчетным считается максимальным режим, при котором к.з. имеют максимальные значения. При проверке чувствительности защит расчетным является минимальный режим, при котором токи к.з. имеют минимальные значения.

$I_{к.макс}^{(3)}$ - максимальный ток трехфазного к.з. при максимальном режиме работы питающей энергосистемы, используется для выбора аппаратуры и защит, проверки селективности их действия;

$I_{мин}^{(2)}$ - минимальный ток двухфазного к.з. при минимальном режиме работы энергосистемы, используется для проверки чувствительности защит.

Их используют для выбора аппаратуры (автоматических выключателей, рубильников), проводников и другого электрооборудования.

Для расчета токов короткого замыкания составляем расчетную схему системы электроснабжения и на её основе схему замещения. Расчетная схема представляет собой упрощенную однолинейную схему, на которой указывают все элементы системы электроснабжения и их параметры, влияющие на токи короткого замыкания. Здесь же указывают точки, в которых необходимо определить токи короткого замыкания. Схема замещения представляет собой электрическую схему, соответствующую расчетной, в которой все элементы представлены сопротивлениями и отмечены вероятные точки к.з. «рисунок 1»

Составляем расчетную схему и схему замещения:

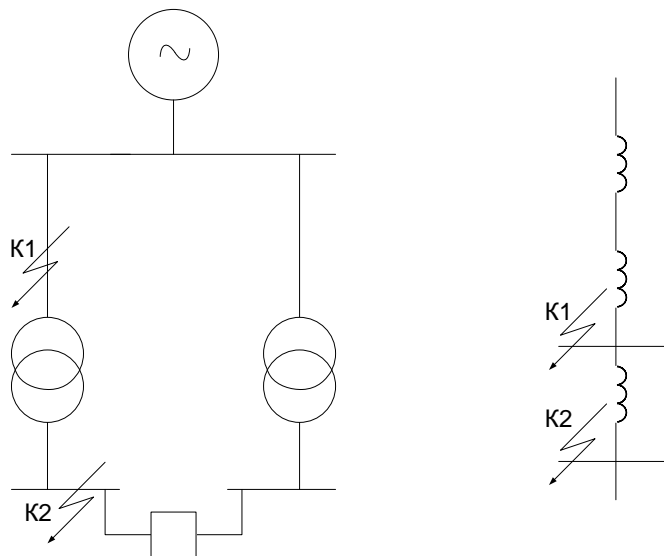


Рисунок 1- Схемы к расчету токов к.з.

- а) расчетная схема;
- б) схема замещения;

1. Задаемся базисной мощностью и базисными напряжениями:

$$S_{\bar{0}} = 100 \text{ МВА}; U_{\bar{0}1} = 115 \text{ кВ}, U_{\bar{0}2} = 10,5 \text{ кВ}.$$

2. Определяем базисные токи:

$$I_{\bar{0}1} = \frac{S_{\bar{0}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{0}1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,51 \text{ кА} \quad (12)$$

$$I_{\bar{0}2} = \frac{S_{\bar{0}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{0}2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,6 \text{ кА} \quad (13)$$

3. Определяем относительные базисные сопротивления элементов схемы:

- Сопротивление системы определяется:

$$X_{*c} = \frac{I_{\delta 1}}{I_{к.с.}} = \frac{0,51}{10} = 0,051 \quad (14)$$

– Сопротивление линии

$$X_{реак*л} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_{\bar{\sigma}}}{U_{\delta 1}^2} = \frac{0,4 \cdot 5,3 \cdot 100}{115^2} = 0,16 \quad (15)$$

$$X_{акт*л} = \frac{r_0 \cdot L \cdot S_{\bar{\sigma}}}{U_{\delta 1}^2} = \frac{0,249 \cdot 5,3 \cdot 100}{115^2} = 0,0099 \quad (16)$$

т.к. $X_{акт*л} < \frac{1}{3} X_{реак*л}$, то $X_{акт*л}$ не учитывают

– Сопротивление трансформатора

$$X_{*m} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{н.о.м.т}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,3 \quad (17)$$

4. Определяем результирующее сопротивление:

$$X_{*рез.1} = X_{*c} + X_{*л} = 0,051 + 0,16 = 0,21 \quad (18)$$

$$X_{*рез.2} = X_{*c} + X_{*л} + X_{*т} = 0,051 + 0,16 + 0,3 = 0,51 \quad (19)$$

5. Определяем токи и мощность короткого замыкания для точки К₁:

$$I_{к}^{(3)} = \frac{I_{\delta 1}}{X_{*рез1}} = \frac{0,51}{0,21} = 2,4 \text{ кА} \quad (20)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_n = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,4 = 6,11 \text{ кА}, \quad (21)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент.

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,4 = 2,08 \text{ кА} \quad (22)$$

$$S_k = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_n = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 6,11 = 1217 \text{ МВА} \quad (23)$$

6. Определяем токи и мощность короткого замыкания для точки К₂:

$$I_k^{(3)} = \frac{I_{\delta 1}}{X_{*рез2}} = \frac{5,6}{0,51} = 10,98 \text{ кА} \quad (24)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_n = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 10,98 = 27,9 \text{ кА} \quad (25)$$

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,98 = 9,51 \text{ кА} \quad (26)$$

$$S_k = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_n = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10,98 = 199,7 \text{ МВА} \quad (27)$$

Таблица 7 - Сводная таблица расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$i_{y\delta}$, кА	$I_k^{(2)}$, кА
К ₁	2,4	6,11	2,08
К ₂	10,98	27,9	9,51

2.6 Выбор высоковольтных электрических аппаратов

2.6.1 Выбор выключателей

На стороне 110 кВ установлены выключатели типа ВМТ-110Б-20/1000, которые уже израсходовали свою коммутационную и механическую износостойкость, поэтому необходимо их заменить на современные элегазовые выключатели серии ВБЭ-110-25/1250. На стороне 10 кВ установлены вакуумные выключатели ВБКЭ-10, которые меняем на выключатели серии ВВ/TEL-10.

Определим $I_{\text{раб.маx}}$ из условия, что все потребители подстанции питаются от одного трансформатора.

Для вводных и секционных выключателей:

$$I_{\text{раб.маx}} = \frac{S_{\text{MAX}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 15040 / \sqrt{3} \cdot 10,5 = 827 \text{ А} \quad (28)$$

Для отходящих присоединений берём максимальную нагрузку потребителя:

$$I_{\text{раб.маx}} = \frac{S_{\text{MAX}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 2829 / \sqrt{3} \cdot 10,5 = 156 \text{ А} \quad (29)$$

Выбираем вакуумные выключатели ввода ВВ/TEL-10-20/1600УХЛ2 и выключатели отходящих линий ВВ/TEL-10-20/630УХЛ2. [15]

Расчетные и каталожные данные по выключателям приведены в таблице (8)

Таблица 8 - Расчетные и каталожные данные выключателей

Тип выключателя	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
ВБЭ-110-25/1250	$U_c \leq U_{ном}$ $I_{расч} \leq I_{ном}$ $I_k \leq I_{откл}$ $i_{уд} \leq i_{дин}$ $B_k \leq I_{\infty}^2 t_{п}$	110 кВ 125,51 А 2,4 кА 6,11 кА 18,66 кА ² с	110 кВ 1250 А 25 кА 80 кА 1875 кА ² с
ВВ/TEL-10-20/1600	$U_c \leq U_{ном}$ $I_{расч} \leq I_{ном}$ $I_k \leq I_{откл}$ $i_{уд} \leq i_{дин}$ $B_k \leq I_{\infty}^2 t_{п}$	10 кВ 827 А 10,98 кА 27,9 кА 35,31 кА ² с	10 кВ 1600 А 20 кА 80кА 1200кА ² с
ВВ/TEL-10-20/630	$U_c \leq U_{ном}$ $I_{расч} \leq I_{ном}$ $I_k \leq I_{откл}$ $i_{уд} \leq i_{дин}$ $B_k \leq I_{\infty}^2 t_{п}$	10 кВ 156 А 9,68 кА 23,4 кА 27,33 кА ² с	10 кВ 630 А 20 кА 60кА 1000кА ² с

Рассчитаем тепловой импульс тока при КЗ:

$$B_k = I_{\infty}^2 \cdot t_{откл} + I_{\infty}^2 \cdot T_a \cdot (1 - e^{-\frac{2 \cdot t_{откл}}{T_a}}), \quad (30)$$

где I_{∞} —действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА;

$t_{откл}$ —время от начала КЗ до его отключения, с.

$$t_{откл} = t_3 + t_{вык}, \quad (31)$$

где t_3 —время действия релейной защиты, для МТЗ $t_3 = 0,5 - 1с$.

Примем $t_3 = 1 с$;

$t_{\text{вык}}$ —полное время отключения выключателя, с.

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}}, \quad (32)$$

где T_a —постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с;

X_{Σ}, R_{Σ} —соответственно суммарное индуктивное и активное сопротивление цепи до точки КЗ, Ом.

Для выключателей 110 кВ

$$t_{\text{откл}} = 1 + 0.08 = 1.08 \text{ с}$$

Так как активное сопротивление до точек КЗ не учитываем, то примем

$$T_a = 0.05 \text{ с.}$$

Тогда тепловой импульс тока при КЗ

$$W_k = 2,4^2 \cdot 1.08 + 2,4^2 \cdot 0,05 \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot 1,08}{0,05}}\right) = 18,66 \text{ кА}^2\text{с}$$

Интеграл Джоуля

$$I_{\infty}^2 \cdot t_{\text{п}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$$

Тепловой импульс тока при КЗ для 10 кВ

$$W_k = 10,98^2 \cdot 1.08 + 10,98^2 \cdot 0,05 \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot 1,08}{0,05}}\right) = 390,62 \text{ кА}^2\text{с}$$

Интеграл Джоуля

$$I_{\infty}^2 \cdot t_{\text{п}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$$

2.6.2 Выбор шин

В закрытых РУ-10 кВ сборные шины и ответвления от них к аппаратам (ошиновка) выполняются жесткими алюминиевыми шинами. При токах нагрузки до 3000 А применяются одно и двухполосные шины. При больших токах рекомендуется выбирать шины коробчатого сечения. Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6-10 кВ крепятся на опорных фарфоровых изоляторах.[16]

Условие выбора шин

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{доп.}}$$

Для распределительного устройства 10 кВ

$$826,99 \leq 870 \text{ А.}$$

Проверим шины на электродинамическую стойкость к токам КЗ.

Шину, закрепленную на изоляторах можно рассматривать как многопролетную балку.

Наибольшее напряжение в металле при изгибе

$$\sigma = \frac{M}{W}, \quad (33)$$

где M —изгибающий момент, создаваемый ударным током КЗ, Н·м;

W —момент сопротивления, м³.

Изгибающий момент для равномерно нагруженной многопролетной балки равен

$$M = \frac{F \cdot \ell}{10}, \quad (34)$$

где F —сила взаимодействия между проводниками при протекании по ним ударного тока $KЗ, Н$;

ℓ —расстояние между опорными изоляторами.

$$F = 1,76 \cdot \frac{\ell}{a} \cdot i_{уд}^2 \cdot 10^{-7} \cdot K\phi, \quad (35)$$

где a —расстояние между токоведущими шинами, $a = 0,75$ м;

$K\phi$ —коэффициент формы, $K\phi = 1,1$.

$$F = 1,76 \cdot \frac{1}{0,75} \cdot 2790^2 \cdot 10^{-7} \cdot 1,1 = 20,09 Н$$

$$M = \frac{20,09 \cdot 1}{10} = 2,01 Н \cdot м$$

Момент сопротивления

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (36)$$

где b, h —соответственно узкая и широкая стороны шины, м.

$$W = \frac{0,004 \cdot 0,04^2}{6} = 10,67 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3.$$

Тогда наибольшее напряжение в металле при изгибе

$$\sigma = \frac{2,01}{10,67 \cdot 10^{-7}} = 1,88 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1,88 \text{ МПа}.$$

Допустимое напряжение при изгибе для алюминиевых шин 70 МПа.

$$\sigma = 1,88 \leq \sigma_{\text{доп}} = 70 \text{ МПа.}$$

Следовательно, выбранные шины удовлетворяют условиям электродинамической стойкости.

Для проверки возможности возникновения механического резонанса в шинах определим частоту свободных колебаний шин

$$f_0 = \frac{3,56}{\ell^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}, \quad (37)$$

где ℓ – пролет шины;

E – модуль упругости материала шин, для алюминия $E = 7,2 \cdot 10^{10}$ Н/м²;

m – масса единицы длины шины, $m = 0,43$ кг/м;

J – момент инерции сечения шин относительно оси изгиба.

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} \quad (38)$$

$$J = \frac{0,004 \cdot 0,04^3}{12} = 21,33 \cdot 10^{-9} \text{ м}^4.$$

$$f_0 = \frac{3,56}{1} \cdot \sqrt{\frac{7,2 \cdot 10^{10} \cdot 21,33 \cdot 10^{-9}}{0,43}} = 212,75 \text{ Гц.}$$

Так как $f_0 > 200$ Гц, то явление резонанса не учитываем.

Проверим шины на термическую стойкость к токам КЗ.

Минимально допустимое сечение алюминиевых шин

$$F_m = \frac{I_\infty \cdot \sqrt{t_{np}}}{95}, \quad (39)$$

где I_∞ – периодическая составляющая тока КЗ в точке КЗ;

t_{np} – приведенное время КЗ.

$$t_{np} = t_{np.n} + t_{np.a} \quad (40)$$

где $t_{np.n}$ – время действия периодической составляющей времени КЗ, с;

$t_{np.a}$ – время действия аperiodической составляющей времени КЗ, с.

Для времени отключения КЗ $t_{откл} = 1$ с. и $\beta'' = 1$:

$$t_{np.n} = 0.8 \text{ с.}$$

$$t_{np.a} = 0,005 \cdot \beta''^2 = 0,005 \text{ с.}$$

Отсюда термически стойкое сечение шин

$$F_m = \frac{10980 \cdot \sqrt{0,805}}{95} = 103,7 \text{ мм}^2.$$

Выбранные шины удовлетворяют условиям термической стойкости, так как $60 \times 6 = 200 \text{ мм}^2 > 103,7 \text{ мм}^2$.

2.6.3 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится [14]:

- по напряжению;
- по току;
- по конструкции, роду установки;

- по электродинамической устойчивости;
- по термической устойчивости.

Выбор разъединителей производим на основе сравнения расчетных и каталожных данных из [12], для чего составим таблицу (9)

Таблица 9 - Выбор разъединителей

РДЗП - 110/1000ХЛ		
Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_c \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	125,51 А	1000 А
$i_{уд} \leq i_{дин}$	6,11 кА	80 кА
$B_k \leq I_t^2 t$	4,64 кА ² с	768 кА ² с

Интеграл Джоуля для разъединителей, устанавливаемых вне помещения

$$I_t^2 \cdot t = 12^2 \cdot 10 = 768 \text{ кА}^2\text{с}$$

Тепловой импульс тока при КЗ вне помещений на стороне 110 кВ

$$B_k = I_{\infty}^2 \cdot t_{пр}, \quad (41)$$

где I_{∞} —действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА;

$t_{пр}$ —приведенное время КЗ, $t_{пр} = 0,805$ с.

$$B_k = 2,4^2 \cdot 0,805 = 4,64 \text{ кА}^2\text{с}$$

2.6.4 Выбор ограничителей перенапряжений

Для защиты от перенапряжений вместо разрядников выберем ограничители перенапряжений. ОПН представляет собой аппарат опорного типа и содержит высоконелинейный резистор, состоящий из последовательно соединенных в колонку дисков оксидно-цинковых варисторов производства лучших зарубежных фирм, помещенных в изоляционную оболочку. Ограничители исполнения УХЛ1 имеют взрывобезопасный чехол из комбинированной полимерной изоляции: стеклопластиковый цилиндр с оребренным покрытием из кремнийорганической резины.

Принцип работы ОПН заключается в следующем: в нормальном режиме через аппарат протекает незначительный ток (порядка долей мА) при появлении всплесков перенапряжений любой физической природы из-за резкой нелинейной вольт амперные характеристики ограничителя ток через него возрастает до значений от ампер до десятков килоампер, снижая уровень перенапряжения до заданных значений [17].

Выбираем ограничители перенапряжения.

Для напряжения 10 кВ выбираем ОПН-10/11-10(І)УХЛ1.

Для напряжения 110 кВ выбираем ОПН-110/73-10(І)УХЛ1.

2.6.5 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока (ТТ) предназначен для уменьшения первичного тока до величин, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [12].

Выбор ТТ при проектировании РУ заключается в выборе типа трансформатора, определении ожидаемой нагрузки и сопоставлении её с

номинальной, проверке на электродинамическую и термическую стойкость. Класс точности намечают в соответствии с назначением трансформатора тока: класс точности 0,5 – применяем для присоединения счётчиков денежного расчёта; класса 1 – для всех технических измерительных приборов; класса 3 и 10 – для релейной защиты [3].

Контроль за режимом работы подстанции осуществляем с помощью контрольно-измерительных приборов: вольтметра, ваттметра, варметра, счётчиков активной и реактивной энергии. Выбор и сравнение трансформаторов тока приведён в таблицу (10)

Таблица 10 - Выбор и проверка трансформаторов тока

ТФЗМ – 110Б-1		
Условие выбора и проверки	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_c \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{1ном}$	125,51А	400 А
$i_{уд} \leq \sqrt{2} K_{дин} I_{1ном}$	6,11 кА	84,85 кА
$\sqrt{t_{np}} I_{\infty} / I_{1ном} \leq K_t$	5,83	62

Продолжение таблицы 10

ТПОЛ-10		
$U_c \leq U_{\text{НОМ}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{1\text{НОМ}}$	827А	1500 А
$i_{\text{уд}} \leq \sqrt{2} k_{\text{дин}} I_{1\text{НОМ}}$	27,9кА	116,24 кА
$\sqrt{t_{\text{пр}}} I_{\infty} / I_{1\text{НОМ}} \leq K_t$	32,87	69
ТПЛ-10		
$U_c \leq U_{\text{НОМ}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{1\text{НОМ}}$	156А	400 А
$i_{\text{уд}} \leq \sqrt{2} k_{\text{дин}} I_{1\text{НОМ}}$	23,4 кА	90,51 кА
$\sqrt{t_{\text{пр}}} I_{\infty} / I_{1\text{НОМ}} \leq K_t$	24,63	66

Проверим трансформаторы тока, устанавливаемые на ОРУ-110 на электродинамическую стойкость при КЗ на стороне 110 кВ

$$i_{уд} \leq \sqrt{2} k_{дин} \cdot I_{ном}, \quad (42)$$

где $k_{дин}$ —кратность электродинамической устойчивости, приводится в каталогах, $k_{дин} = 150$;

$I_{ном}$ —номинальный первичный ток трансформаторов тока.

$$6,11 \text{ кА} \leq \sqrt{2} \cdot 150 \cdot 400 = 84,85 \text{ кА}$$

Проверим трансформаторы тока на термическую стойкость при КЗ на стороне 110 кВ

$$\sqrt{t_{пр}} I_{\infty} / I_{ном} \leq k_t \quad (43)$$

где k_t —кратность термической устойчивости, приводится в каталогах, $k_t = 62$;

$t_{пр}$ —приведенное время КЗ, $t_{пр} = 0,805$ с;

I_{∞} -действующее значение периодической составляющей тока КЗ.

$$I_{\infty} = 2,4 \cdot 10^3 \text{ А.}$$

$$\sqrt{0,805} \cdot 2,4 \cdot 10^3 / 400 = 5,83 \leq 62$$

Проверим трансформаторы тока 10 кВ на электродинамическую стойкость при КЗ, для чего воспользуемся формулой (41)

$$k_{дин} = 160$$

$$27,9 \text{ кА} \leq \sqrt{2} \cdot 160 \cdot 400 = 90,51 \text{ кА.}$$

Проверим трансформаторы тока 10 кВ на термическую стойкость при КЗ, для чего воспользуемся формулой (42)

$$k_t = 66;$$

$$\sqrt{0,805} \cdot 10,98 \cdot 10^3 / 400 = 24,63 \leq 66$$

Из расчета следует, что выбранные трансформаторы тока удовлетворяют условиям выбора.

2.6.6. Выбор трансформаторов напряжения

$$\text{Условие выбора} \quad U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$$

Выберем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ типа НАМИ-10-66, номинальное напряжение которого 10 кВ и номинальная мощность в третьем классе точности 500 ВА. Предельная мощность 960 ВА. Установлен в ячейке ТН на выкатной тележке вместе с предохранителями типа ПКТН-001-10, служащими для защиты ТН, на секции шин в ячейке ТН глухо установлены ограничители перенапряжения ОПН-10/12УХЛ1.

2.6.7 Выбор предохранителей

Плавкими предохранителями обеспечивается защита трансформаторов напряжения и трансформаторов собственных нужд. Для их защиты выберем предохранители типа ПКТН-001-10 на стороне 10 кВ.

2.6.8 Выбор заземлителей

Заземлители внутренней и наружной установки предназначены для заземления отключённых от источников питания токопроводов в цепях переменного тока частотой 50 Гц на напряжение 10 кВ.

Технические данные разъединителей представлены в таблице (11)

Таблица 11 - Выбор заземлителей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
Заземлитель ЗОН–110М		
$U_c \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
$i_{уд} \leq \sqrt{2} k_{дин} I_{1ном}$	6,11кА	16 кА
$\sqrt{t_{np}} I_{\infty} / I_{1ном} \leq K_t$	5,83	6,3
Заземлитель ЗР–10УЗ		
$U_c \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$i_{уд} \leq \sqrt{2} k_{дин} I_{1ном}$	27,9 кА	235 кА
$\sqrt{t_{np}} I_{\infty} / I_{1ном} \leq K_t$	24,63	90

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

3.1. Защита подстанции 110/10 кВ

Для обеспечения нормальной работы подстанции 110/10 кВ предусмотрены релейные защиты трансформаторов, воздушных и кабельных линий и другого оборудования, входящего в состав подстанции. Питание оперативных цепей защит, автоматики, управления и сигнализации осуществляется от трансформаторов собственных нужд.

Согласно ПУЭ для трансформаторов предусмотрены защиты от:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий в обмотках;
- витковых замыканий;
- внешних КЗ;
- перегрузки;
- пониженного уровня масла.

Для защиты линий 3-35 кВ предусматриваются защиты от:

- многофазных замыканий;
- однофазных замыканий на землю.

Защиту от многофазных замыканий исполняют в двухфазном исполнении. На линии с односторонним питанием устанавливают 2-х ступенчатую защиту. Первая ступень - токовая отсечка, вторая ступень – МТЗ. Если указанные защиты не обеспечивают селективность и необходимую чувствительность, то применяют дистанционную или дифференциальную защиту.

Несмотря на высокую надежность выполнения сборных шин подстанций и редкость возникновения на них коротких замыканий, необходимо учитывать, что повреждение сборных шин связано с перерывом электроснабжения всех потребителей, подключенных к данным шинам.

Размеры повреждений во многом зависят от того, на сколько быстро произведено отключение сборных шин.

Защита сборных шин подстанций в сетях с глухозаземленной нейтралью выполняется от междуфазных замыканий, однофазных и многофазных замыканий на землю.

На подстанции могут возникать перенапряжения. Для защиты от перенапряжений применяются молниеотводы, ограничители перенапряжений.

3.2 Защита сборных шин

Для защиты сборных шин применяют дифференциальные защиты.

Ток срабатывания защит выбирается по двум условиям:

- а) по условию отстройки от тока небаланса при сквозных коротких замыканиях

$$I_{с.з.} = K_n \cdot I_{нб.расч} \quad (44)$$

- б) по условию отстройки от рабочего тока наибольшего присоединения

$$I_{с.з.} = K_n \cdot I_{р.макс} \quad (45)$$

где $I_{нб.расч}$ - расчетный ток небаланса, допускается принимать $I_{нб.расч} = 0,1$

$I_{к.макс}$;

K_n – коэффициент надежности.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч} = \frac{I_{к.мин}}{I_{с.з.}} \geq 2 \quad (46)$$

где $I_{к.мин}$ – наименьший из возможных токов КЗ на сборных шинах.

Ток срабатывания реле равен:

$$I_{с.р.} = \frac{K_{сх}}{n_{та}} \cdot I_{с.з.}, \quad (47)$$

где $K_{сх}$ – коэффициент схемы, $K_{сх} = 1$;

$n_{та}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для шин 10 кВ

а) $I_{нб.расч} = 0,1 \cdot 10980 = 1098 \text{ А}$

$$I_{с.з.} = 1,5 \cdot 1098 = 1647 \text{ А}$$

б) $I_{р.макс.} = \frac{2829}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 155,56$

$$I_{с.з.} = 1,5 \cdot 155,56 = 233,33$$

$$I_{с.р.} = \frac{1}{80} \cdot 233,33 = 2,92 \text{ А.}$$

$$K_{ч} = \frac{9510}{1647} = 5,77 \geq 2.$$

Кроме дифференциальной, на сборных шинах предусмотрена логическая и дуговая защита.

3.3. Защита трансформаторов

Защита трансформаторов включает в себя:

- токовая отсечка;
- МТЗ;
- газовая защита;
- дифференциальная защита.

3.3.1. Расчет максимальной токовой защиты

В схеме МТЗ используются микропроцессорные реле.

Ток срабатывания защиты равен

$$I_{с.з.} = \frac{K_n}{K_v} \cdot I_{раб.макс}, \quad (48)$$

где K_n – коэффициент надежности, примем $K_n = 1,1$;

K_v – коэффициент возврата реле, для микропроцессорных реле $K_v = 0,95$;

$I_{раб.макс.}$ – максимальный рабочий ток защищаемого участка.

$$I_{раб.макс.} = \frac{S_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (49)$$

где $S_{расч}$ – расчетная мощность потребителей, кВ·А;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.

Для участка 110-10 кВ

$$I_{раб.макс.} = \frac{15040}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 826,99 \text{ А.}$$

Тогда

$$I_{с.з.} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 826,99 = 957,57 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле равен

$$I_{с.р.} = \frac{K_{сх}}{n_{та}} \cdot I_{с.з.}, \quad (50)$$

где $K_{сх}$ – коэффициент схемы, $K_{сх} = 1$;

$n_{та}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока,
 $n_{та} = 400/5 = 80$.

Отсюда

$$I_{с.р.} = \frac{1}{80} \cdot 957,57 = 11,97 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч} = \frac{I_{к.мин}}{I_{с.з.}} \geq 1,5, \quad (51)$$

где $I_{к.мин}$ – ток двухфазного КЗ в конце зоны защиты в минимальном режиме работы энергосистемы. Концом зоны защиты можно считать шины 10 кВ подстанции 110/10 кВ.

$$K_{ч} = \frac{9510}{957,57} = 9,93 \geq 1,5.$$

3.3.2 Расчет токовой отсечки

Токовая отсечка линии не должна работать при КЗ на смежном участке. Ток срабатывания отсечки выбирается по двум условиям:

а) отстройки от сквозных токов короткого замыкания

$$I_{с.о.} = K_n \cdot I_{к.макс} \quad (52)$$

б) отстройки от бросков токов намагничивания при включении трансформатора

$$I_{с.о.} = (3-4)I_{ном}, \quad (53)$$

где K_n —коэффициент отстройки, для микропроцессорных реле $K_n=1,1$.
Коэффициент чувствительности

$$K_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.о.}} \geq 2, \quad (54)$$

где $I_{к.мин}^{(2)}$ —минимальный ток КЗ в начале защищаемого участка, А.

Для стороны 110-10 кВ

а)
$$I_{с.о.} = 1,1 \cdot 10980 \cdot \frac{10,5}{115} = 1102,77 \text{ А}$$

б)
$$I_{с.о.} = 4 \cdot 125,51 = 502,04 \text{ А}$$

В качестве тока срабатывания отсечки выберем максимальный, то есть $I_{с.о.}=1102,77 \text{ А}$

$$K_{ч} = \frac{2080}{1102,77} = 2,89 \geq 2$$

3.4 Микропроцессорная защита трансформаторов

3.4.1 Основные функции комплекта цифровой защиты трансформаторов RET 521

Цифровая защита трансформаторов RET 521 предназначена для быстродействующей селективной защиты двух или трехобмоточных трансформаторов.

Защита действует при следующих видах повреждений:

- междуфазные замыкания;
- междувитковые замыкания;
- внешние короткие замыкания;
- перегрузка.

RET 521 предусматривает одну трехфазную дифференциальную защиту трансформатора, выравнивание коэффициентов трансформации токов и их фазы, программирование входов и выходов для обеспечения или индикации внешней функции защиты, максимальную токовую защиту для высоковольтной и низковольтной сторон, защиту от повышения напряжения (для соответствующих вариантов исполнения), защиту от тепловой перегрузки, модульную структуру программного обеспечения, защиту от замыканий на землю с выдержкой времени и без выдержки времени, защиту от перенасыщения трансформатора, регулирование напряжения во вторичной обмотке трансформатора, непрерывный самоконтроль и диагностику, полностью цифровую обработку сигналов, программу интерфейса пользователя с использованием меню; регистрацию событий и измеренных значений.

Комплект защиты имеет компактную конструкцию, стандартную схему подключения независимо от группы соединений обмоток силового трансформатора и два последовательных порта – один для местной связи с

персональным компьютером, другой дополнительный для дистанционной связи с системой управления подстанцией.

RET 521 не предъявляет особых требований к трансформаторам тока и не требует использования промежуточных трансформаторов тока.

3.4.2 Конструкция RET 521

Блок цифровой защиты трансформаторов RET 521 относится к поколению полностью цифровых устройств релейной защиты, т. е. устройств, в которых используется аналого-цифровое преобразование входных величин сразу же за входными трансформаторами устройства защиты, а обработка полученных цифровых сигналов ведется исключительно с использованием микропроцессоров.

Конструктивно RET 521 включает в себя:

- аналоговый входной блок 2 платы аналоговых входов, каждая из которых имеет 10 входов);
- входной блок обработки (аналого-цифровой преобразователь);
- блок центрального процессора;
- дополнительная плата связи и памяти;
- один или два блока двоичных входов/выходов;
- блок питания;
- соединительная материнская печатная плата;
- корпус с соединительными разъемами.

В аналоговом входном блоке производится гальваническая развязка аналоговых входных сигналов от установки и их трансформирование до электронных уровней с использованием шунтирования в случае токовых сигналов. В состав аналогового входного блока может входить максимум до шести трансформаторов тока и трех трансформаторов напряжения, или девяти трансформаторов тока.

Цифровые сигналы получаются из аналоговых с помощью аналого-цифрового преобразователя. Дискретизация входных сигналов производится 12 раз за период, т. е. частота дискретизации составляет 600 Гц.

Преобразование и цифровая фильтрация сигналов производится под управлением микропроцессора типа Intel 80186 (входное ЦПУ).

Центральное процессорное устройство состоит из главного микропроцессора алгоритмов защиты Intel 80186 и микропроцессора общего назначения Intel 8031, выполняющего логические программы.

Для обмена данными между входным процессорным устройством и основным микропроцессором или главным и логическим микропроцессорами, используются двухпортовые устройства памяти (ДУП). Основной микропроцессор получает сигналы данных от входного процессорного устройства и обеспечивает выполнение алгоритмов защиты. Он также обеспечивает связь с программой интерфейса пользователя, реализованной на персональном компьютере (ПК) и дополнительной платой связи и памяти. Результаты выполнения алгоритмов защиты передаются микропроцессору логики в виде двоичных сигналов; затем эти сигналы комбинируются с внешними сигналами от двоичных блоков ввода/вывода для управления выходными реле и сигнальными светодиодами.

В состав центрального процессорного устройства также входит электроника последовательного интерфейса RS-232C для связи с персональным компьютером интерфейса пользователя, данные установки принимаются от ПК, а результаты измерений или информация о событиях передаются на ПК.

К центральному процессорному устройству может быть подключена дополнительная печатная плата, в состав которой в первую очередь входит интерфейс шины объекта (ИШО), обеспечивающий связь между оборудованием защиты и системой управления станции. В состав оборудования входит микропроцессор Intel 80186, ДУП для передачи данных

между основным микропроцессором и системой управления станции и часы реального времени для временной маркировки.

С помощью ИШО с разъемом RS-232C можно дистанционно устанавливать параметры оборудования защиты, считывать данные о событиях и измеренные величины (ток, напряжение, мощность и т.д.) и передавать данные на регистратор отклонений.

В состав RET 521 может входить один или два двоичных блока ввода/вывода. В состав каждого блока входит два реле управления и, в зависимости от варианта исполнения, восемь оптронных входов и шесть реле сигнализации 31DB61 или четыре оптронных входа и десять реле сигнализации 31DB62.

В зависимости от того, сколько блоков установлено, на передней панели может быть восемь или шестнадцать сигнальных светодиодов. Стандартный вариант предусматривает использование двух модулей двоичных вводов/выводов, что обеспечивает наличие шестнадцати светодиодов.

3.4.3 Программное обеспечение RET 521

Перед использованием в основных алгоритмах защиты и логики аналоговые и двоичные сигналы подвергаются предварительной обработке. Аналоговые сигналы обрабатываются с помощью входных трансформаторов, шунтов, фильтров подавления погрешностей дискретизации, усилителей и преобразуются аналого-цифровым преобразователем для получения цифровых сигналов. Алгоритмы цифровой фильтрации разделяют действительные и мнимые составляющие. Главный микропроцессор применяет алгоритмы защиты к дискретизированным сигналам. Результаты применения алгоритмов защиты вместе с поступившими через оптронные входы внешними сигналами направляются на следующий микропроцессор, который выполняет логическую обработку.

Регистратор событий может хранить данные о 256 событиях с относительной маркировкой по времени. Также хранится значение дифференциального тока.

Регистратор аварийных процессов в момент отключения короткого замыкания может хранить данные о девяти аналоговых сигналах и все двоичные сигналы, заданные для регистратора событий. В зависимости от длительности регистрации доаварийных и послеаварийных процессов, регистратор может хранить данные, соответствующие определенному количеству аварий.

3.4.4 Самоконтроль и тестирование RET 521

Высокая готовность защищаемой энергетической системы гарантируется за счет непрерывного самоконтроля и самотестирования оборудования защиты. Информация об отказах может быть немедленно выведена с помощью сигнальных контактов. Правильность работы и погрешность аналого-цифровых преобразований тестируются с помощью стандартных уровней опорного напряжения. Программные алгоритмы непрерывно проверяют память микропроцессора, а правильность работы программы непрерывно контролируется с помощью цифровой схемы.

3.4.5 Технические характеристики

RET 521 максимум 10 аналоговых входов тока и напряжения. Номинальная частота 50 Гц. Номинальный ток 1, 2 или 5 А. Номинальное напряжение 100/130 В или 200/260 В.

Предельные тепловые значения для токовых входов:

- длительно $4 I_{\text{НОМ}}$;
- в течение 10 с $30 I_{\text{НОМ}}$;
- в течение 1 с $100 I_{\text{НОМ}}$

Потребление мощности на фазу составляет:

- для токовых входов не более 0,1 ВА при $I_{\text{НОМ}} = 1 \text{ А}$ и не более 0,3 ВА при $I_{\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$;
- для входов напряжения не более 0,25 ВА при $U_{\text{НОМ}}$.

Светодиоды могут работать в следующих режимах:

- накапливание всех сигналов;
- сброс при запуске, индикация и удерживание всех сигналов;
- сброс при запуске, индикация и удерживание всех сигналов только при отключении;
- индикация всех сигналов без удержания.

Цвета светодиодов: зеленый – готовность, красный – отключение, желтый – все другие сигналы.

Оптронные входы:

- число оптронов 8 или 4 на блок ввода/вывода;
- диапазон напряжений сигнала от 82 до 312В постоянного тока;
- время срабатывания 1 мс.

3.4.6 Подключение RET 521 к силовому трансформатору

Выходы с трансформаторов тока подаются на аналоговые входы блока защиты. Эти входы настраиваются программно с помощью программы пользователя на персональном компьютере. Значения уставок также задаются с помощью программы пользователя.

Значение тока срабатывания дифференциальной защиты равно 5,1 А.

Для защиты от перегрузок применим МТЗ с независимой от тока выдержкой времени. Значение тока срабатывания МТЗ составляет 3,1 А.

Сигналы срабатывания газовой защиты подаются на оптронные входы, которые также настраиваются программно.

3.5 Устройство защиты распределительных устройств серии SPAC 810

3.5.1. Назначение устройства

Для защиты распределительных устройств применим комплект защиты серии SPAC 810

Устройство SPAC 810 предназначено для выполнения функций по релейной защите, автоматике, местного/дистанционного управления, измерения, сигнализации, регистрации, осцилографирования, диагностики выключателей, а также необходимых блокировок присоединений 6-35 кВ: воздушных, кабельных линий, трансформаторов собственных нужд, секционных и вводных выключателей, трансформаторов напряжения и двигателей, батарей статических конденсаторов.

Устройство SPAC 810 представляет собой набор блоков, конструктивно объединенных в кассете и выполняющих все необходимые функции защиты, управления и автоматики присоединения.

С помощью набора этих блоков можно выполнить устройства защиты, управления и автоматики различных потребителей напряжением 6-10 кВ.

Сигнализация срабатывания защит и устройств автоматики обеспечивается контактными выходами и индикацией на индикаторах и четырехразрядных дисплеях в блоке управления и измерительном блоке.

Набор типов защит устройства определяется применяемым измерительным блоком, а функции автоматики и управления определяются программным обеспечением блока управления.

3.5.2 Конструкция устройства SPAC 810

Устройство SPAC 810 состоит из нескольких узлов, обеспечивающих необходимые функции защиты, управления, автоматики и сигнализации.

Блок управления выполнен на микропроцессорной элементной базе с использованием отечественных и ряда импортных комплектующих. Блок содержит микро-ЭВМ, постоянное запоминающее устройство (ПЗУ), оперативное запоминающее устройство (ОЗУ), энергонезависимое ОЗУ (РПЗУ), узел индикации (светодиоды и четырехразрядный дисплей), элементы управления (кнопки "программ" и "сброс/шаг"), системы самоконтроля и ряд других элементов для функционирования блока. Блок входных трансформаторов конструктивно состоит из платы, на которой располагаются промежуточные трансформаторы тока. Первичные цепи трансформаторов подключаются к разъему токовых цепей, а сигналы от вторичных обмоток подаются на промежуточную плату, на которой располагаются элементы нагрузки вторичных цепей, обеспечивающие необходимые уровни вторичных сигналов.

Устройство SPAC 810 содержит два блока входных сигналов по девять в каждом. Каждый из блоков входов конструктивно состоит из общей платы, на которую устанавливаются девять дополнительных плат меньшего размера. Блок разделен на три изолированные группы, одна из которых состоит из пяти приемных сигналов, другая - из трех и последняя - из одного сигнала. Это позволяет подключать устройство к разным цепям оперативного питания. В пределах группы сигналы имеют гальваническую связь по питанию.

Устройство SPAC 810 содержит два блока выходных реле по восемь реле в каждом. В состав этого блока входят еще четыре менее мощных реле для действия на цепи сигнализации и автоматики, а также двухпозиционное реле фиксации команд.

Блок питания обеспечивает необходимые уровни напряжения для функционирования различных блоков устройства. Блок предназначен для работы от постоянного или выпрямленного переменного оперативного тока. Блок обеспечивает стабилизированные уровни напряжения ± 12 В, +24 В и нестабилизированное напряжение 8 В, которое подается в измерительные блоки и блок управления для питания стабилизаторов 5 В. Напряжение ± 12 В используется для питания измерительных блоков. Источник напряжения +24 В используется для питания обмоток выходных реле. Защита блока питания от повреждений внутри блока осуществляется предохранителем на номинальный ток 1 А, включенным в первичную цепь 220 В.

3.5.3 Описание функций устройства

Устройство SPAC 810 обеспечивает:

- обмен информацией с верхним уровнем АСУ ТП;
- местное или дистанционное управление выключателем;
- регистрацию аварийных параметров;
- гибкую программируемую логику;
- блокирование от многократных включений выключателя;
- двукратное автоматическое повторное включение выключателя (АПВ);
- формирование сигнала УРОВ при отказе выключателя;
- ускорение действия второй ступени МТЗ;
- предупредительную и аварийную сигнализацию действия защит и автоматики;
- контроль исправности цепей управления выключателя;
- постоянный самоконтроль аппаратной и программной части устройства;

- прием входных сигналов от внешних устройств количеством не более 16;
- управление выходными реле с количеством не более 16;
- формирование сигнала запрета АПВ от защит и внешних сигналов;
- подсчет количества попыток АПВ.

Микропроцессорное цифровое реле типа SPAC 810 T реализует следующие функции:

- дифференциальную защиту силового трансформатора 110/10 кВ;
- максимальную токовую защиту (далее МТЗ) стороны 10 кВ подстанции;
- защиту от перегрузки силового трансформатора подстанции.

Реле типа SPAC 810 P реализует следующие функции:

- регулирования напряжения силового трансформатора 110/10 кВ;

В шкафах выключателей вводов 10 кВ устанавливается терминал серии SPAC 810 B, который реализует следующие функции:

- максимальную токовую защиту (далее МТЗ) с пуском по напряжению;
- защиту от потери питания с контролем частоты и направления мощности;
- логическую защиту сборных шин 10 кВ;
- защиту от дуговых замыканий на шинах 10 кВ;
- устройство резервирования отказа выключателей (далее УРОВ);
- отключение защитой минимального напряжения;
- автоматическое повторное включение (далее АПВ);
- автоматический возврат схемы после действия АВР;
- измерение тока и напряжения.

В шкафу секционных выключателей 10 кВ устанавливается терминал серии SPAC 810 C, который реализует следующие функции:

- МТЗ с пуском по напряжению;
- логическую защиту сборных шин;

- защиту от дуговых замыканий на шинах;
- УРОВ;
- устройство АВР с возвратом схемы при восстановлении напряжения на отключившемся вводе;
- измерение тока;
- выбор режима работы автоматики АПВ или АВР.

В шкафу трансформаторов напряжений на шинах 10 кВ устанавливаются терминалы SPAC 810 Н, которые реализуют следующие функции:

- защиту минимального напряжения 1 и 2 ступени;
- контроль напряжения на шинах;
- ЧАПВ;
- измерение напряжения на шинах.

В шкафах отходящих линий ВЛ 10 кВ устанавливаются терминалы серии SPAC 810 Л, который реализует следующие функции:

- токовую отсечку;
- МТЗ;
- защиту несимметричного режима;
- защиту от замыканий на землю;
- УРОВ;
- защиту от дуговых замыканий на шинах;
- АПВ, ЧАПВ.

3.5.4 Связь с ПЭВМ и АСУ

В серии SPAC 810 предусмотрена возможность подключения ПЭВМ в соответствии со стандартом RS-232, а также подключение терминалов к АСУ или в информационно-управляющие комплексы в качестве подсистем нижнего уровня. Подключение осуществляется в соответствии со стандартами порт RS-232 (SPA-TTL), RS-485, оптический интерфейс, ИРПС.

3.6 Центральная сигнализация

Для центральной сигнализации аварий и неисправностей на силовых трансформаторах и в РУ-10 кВ используется устройство сбора и передачи данных с блоками аварийной сигнализации типа SACO 148 D4, которое устанавливается на панели. В состав SACO 148D4 входит модуль отчетности типа SACO 100M и три блока аварийной сигнализации для приема дискретных сигналов типа SACO 16D4.

На SACO 16D4 выводятся сигналы с панели защиты трансформатора Т1 и Т2, РУ-10 кВ и устройств ШУОТ:

- неисправность цепей управления и цифровых терминалов панели;
- вызов дежурного персонала при неисправности;
- перегрев масла трансформатора;
- понижение уровня масла трансформатора;
- неисправность цепей охлаждения трансформатора;
- понижение уровня масла в баке РПН;
- перегрузка трансформатора.
- неисправность устройств СПАС 10 кВ;
- аварийное отключение выключателей шины 10 кВ;
- сигнализация неисправности на I и II;
- АВР и АПВ РУ - 10 кВ выведены из работы.

3.7 Выбор источников оперативного тока

Оперативным называется ток, питающей цепи дистанционного управления выключателями, цепи релейной защиты, автоматики, телемеханики и сигнализации. При коротких замыканиях и ненормальных режимах в сети напряжение источника оперативного тока и его мощность должны иметь достаточную величину для надежного отключения и

включения соответствующих выключателей и для срабатывания вспомогательных реле защиты и автоматики.

Источниками переменного тока используются трансформаторы тока, трансформаторы напряжения и трансформаторы собственных нужд. Трансформаторы тока являются надежными источниками питания оперативных цепей для защиты от коротких замыканий и перегрузок. При КЗ ток и напряжение на зажимах трансформатора тока возрастают, увеличивается и мощность трансформатора тока в момент срабатывания защиты, что обеспечивает надежное питание оперативных цепей и отключение выключателей.

Трансформаторы напряжения и трансформаторы собственных нужд могут применяться при повреждениях и ненормальных режимах, которые не сопровождаются глубоким понижением напряжения в сети (защита от перегрузки, от замыканий на землю, повышения напряжения, понижения частоты и т.д.).

Потребителями постоянного оперативного тока являются:

- оперативные цепи панелей защиты силовых трансформаторов;
- оперативные цепи;
- аварийное освещение помещений.

В качестве источника постоянного оперативного тока напряжением 220В выберем два устройства ШУОТ 2403, которые комплектуются необслуживаемыми аккумуляторами серии А512 фирмы «Sonnenschein».

4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

4.1 Меры безопасности при обслуживании подстанции

Оперативное обслуживание электроустановок на подстанции предусматривает периодические осмотры электрооборудования, оперативные переключения. Обслуживание осуществляется оперативным или оперативно-ремонтным персоналом. При осмотре электрооборудования существует опасность поражения электрическим током. Она возникает при случайном соприкосновении с токоведущими частями или при приближении к ним на расстояние перекрытия воздушного промежутка. Во избежание поражения электрическим током, во время осмотра электроустановок, необходимо соблюдать меры предосторожности. При обнаружении, во время осмотра, случайного замыкания токоведущей части на землю запрещается приближаться к нему, во избежание поражения шаговым напряжением. Минимальное расстояние до места поражения в ОРУ 35 кВ составляет 8 м, а в ЗРУ – 10 кВ – 4 м по ГОСТ 12.1.038–82. Если же необходимо приблизиться к месту повреждения для отключения установки или для оказания помощи пострадавшему, необходимо применять индивидуальные средства защиты, а при их отсутствии – двигаться нужно очень мелкими шагами, не отрывая ног от земли, для снижения шагового напряжения [5].

Оперативные переключения на подстанции должны производиться оперативным персоналом по распоряжению диспетчера, с занесением всех действий в оперативный журнал подстанции, причем дежурного должен контролировать старший по должности, то есть мастер подстанции. Дежурный может производить оперативные переключения один только при наличии электромагнитных блокировок на разъединителях.

При подготовке рабочего места со снятием напряжения, при котором с токоведущих частей ЭУ, на которой будут производиться работы, снято напряжение отключением коммутационных аппаратов, отсоединением шин,

кабелей, проводов и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на ТВЧ к месту работы, должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия [5]:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешаны запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на ТВЧ, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- установлено заземление;
- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением ТВЧ, вывешены предупреждающие плакаты.

При работе вблизи от токоведущих частей, находящихся под напряжением, необходимо обеспечить соответствующее расположение рабочих по отношению к ним, во избежание поражения электрическим током.

При соблюдении всех правил ТБ при обслуживании электроустановок на подстанции и соответствующих инструкций для данной подстанции, жизни человека ничего не должно угрожать.

Перед допуском персонала к ремонту электрооборудования, снимается напряжение путем отключения выключателей и разъединителей. Приводы отключенных аппаратов запираются на замки, а на рукоятках (ключах управления) вывешиваются плакаты «Не включать, работают люди». В цепи оперативного тока автоматических выключателей необходимо снять плавкие предохранители на обеих полосах.

Подстанция 110/10 кВ должна быть оборудована заземляющими ножами, которые окрашиваются в черный цвет. Рукоятки приводов заземляющих ножей должны быть окрашены в красный цвет, а рукоятки других приводов – в цвет оборудования. В местах, где стационарные заземляющие ножи не могут быть применены, на токоведущих и заземляющих шинах должны быть подготовлены контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводников [12]. Высоко расположенные части работающих трансформаторов должны осматриваться со стационарных лестниц с соблюдением требований ПТБ.

Стационарные средства пожаротушения, маслоотводы, маслоприемники, маслосборники должны быть в исправном состоянии. На проектируемой подстанции для тушения пожара предусматривается водопровод с питанием от существующей высокой сети.

Обслуживание распределительных устройств должно быть удобным и безопасным. Размещение оборудования в РУ должно обеспечивать хорошую обзоримость, удобство ремонтных работ, полную безопасность при ремонтах и осмотрах. Для безопасности соблюдаются минимальные расстояния от токоведущих частей для различных элементов закрытых распределительных устройств (ЗРУ).

Из помещения ЗРУ предусматриваются выходы наружу или в помещения с несгораемыми стенами и перекрытиями. Двери из РУ должны открываться наружу и иметь самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ.

4.2 Обеспечение безопасности работающих

Для защиты человека от поражения электрическим током применяются меры электробезопасности:

- заземление электрооборудования;
- зануление электрооборудования;
- выравнивание потенциалов;
- малые уровни напряжений;
- электрическое разделение сетей;
- изоляция токоведущих частей;
- защитное отключение;
- обеспечение недоступности токоведущих частей;
- контроль и профилактика повреждений изоляции;
- оградительные устройства;
- предупредительная сигнализация;
- знаки безопасности;
- изолирующие защитные и предохранительные приспособления;
- рабочее освещение.

4.2.1 Расчет защитного заземления и молниезащиты

Целью расчета заземляющих устройств является определение их геометрических размеров, позволяющих обеспечить выполнение норм на заземляющее устройство.

Расчет заземлителей как в однородной, так и в многослойной земле можно выполнять по допустимому сопротивлению растеканию тока заземлителя.

При расчете по допустимому сопротивлению выбирают согласно ПУЭ требуемое нормируемое сопротивление заземления.

Основанием для подстанции служит грунт, удельное сопротивление которого равно 70 Ом·м (по данным Тюменских электрических сетей).

Согласно ПУЭ для электроустановок напряжением выше 1 кВ с большими токами замыкания ($I_K > 500$ А) допустимое сопротивление принято равным 0,5 Ом.

Расчетное удельное сопротивление грунта определяется по формуле

$$\rho_{\text{РАСЧ}} = \rho_{\text{ИЗМ}} \cdot \Psi, \quad (55)$$

где $\rho_{\text{ИЗМ}}$ —удельное сопротивление, полученное при измерении;

Ψ —коэффициент сезонности, $\Psi=1,5$.

$$\rho_{\text{РАСЧ}} = 70 \cdot 1,5 = 105 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Выбираем в качестве заземлителей прутковые электроды диаметром 12 мм, длиной 5 м, соединенные между собой сталью полосовой сечением 40×4 мм². Вертикальные электроды устанавливаются через 3 м.

Сопротивление заземляющего устройства в однородной земле определим по формуле

$$R_3 = A \cdot \rho / \sqrt{S} + \rho / (L_{\Gamma} + n_{\text{В}} \cdot l_{\text{В}}), \quad (56)$$

где R_3 —сопротивление заземляющего устройства, Ом;

$n_{\text{В}}$ —число вертикальных электродов, шт.;

$l_{\text{В}}$ —длина вертикального электрода, м.

A —коэффициент, учитывающий влияние вертикальных электродов, значение которого равно

$$A = 0,444 - 0,8 \cdot N_{\text{ОТН}} \quad \text{при} \quad 0 < N_{\text{ОТН}} < 0,1 \quad (57)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot N_{\text{ОТН}} \quad \text{при} \quad 0,1 < N_{\text{ОТН}} < 0,5 \quad (58)$$

где $N_{\text{ОТН}}$ —относительная глубина погружения в землю вертикальных электродов.

$$H_{\text{отн}} = (l_B + H_0) / \sqrt{S}, \quad (59)$$

где $H_{\text{отн}}$ —глубина погружения верхнего конца вертикальных электродов, м.

$$H_{\text{отн}} = (5 + 0,75) / \sqrt{4110} = 0,07$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,07 = 0,37$$

$$R_3 = 0,37 \cdot 105 / \sqrt{4110} + 105 / (685 + 22 \cdot 5) = 0,44 \text{ Ом.}$$

Данный контур заземления соответствует условию

$$R_3 = 0,44 < 0,5 \text{ Ом.}$$

Для защиты подстанции от прямых ударов молнии применяются стержневые молниеотводы. Конструктивно отдельно стоящие молниеотводы выполняются в виде металлической или железобетонной конструкции со штыревым молниеприемником.

Для защиты используем два отдельно стоящих молниеотвода высотой 27 метров.

Условием проверки попадания оборудования, сооружений в зону защиты молниеотводов является

$$D < 8 \cdot (h - h_x), \quad (60)$$

где D —диагональ прямоугольника, образованного молниеотводами, $D=80$ м.;

h —высота молниеотвода, м.;

h_x —высота, защищаемого оборудования, $h_x=7$ м.

$$80 < 8(27 - 7) = 160 \text{ м.}$$

Таким образом, молниеотводы надёжно защищают оборудование подстанции.

4.2.2 Производственная санитария

Микроклимат производственных помещений - климат внутренней среды этих помещений, который действует на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости воздуха, а также температурой окружающих поверхностей. Оптимальные микроклиматические условия - сочетания параметров микроклимата, которые при длительном и систематическом воздействии на человека обеспечивают сохранение нормального функционального состояния организма без напряжения реакций терморегуляции. Они обеспечивают ощущение теплового комфорта и создают предпосылки для высокого уровня работоспособности.

Шум состоит из звуков с большим количеством составляющих частот и представляет собой непериодические колебания среды. Оценивается по уровню звука и громкости. Уровень шума является мерой фактических колебаний воздушного давления.

Вибрация - это механические колебания, бывает общей и локальной, оценка производится согласно СН 2.2.4/2.1.8.566-96.

Нормы обеспечения работников санитарно-бытовыми помещениями и устройствами (гардеробные, душевые, курительные, уборные, устройства питьевого водоснабжения и т. д.) устанавливаются строительными нормами и правилами (СНиП 2.09.04-97).

Устанавливается режим работы: по графику дежурства с перерывом на обед с 12.00 до 13.15 ч., обеспечение специальной одеждой и обувью, другими средствами индивидуальной защиты для безопасности и здоровья работников в процессе трудовой деятельности.

На подстанциях предусмотрены аптечки первой медицинской помощи с постоянным запасом медикаментов.

4.3 Пожарная безопасность

На подстанции пожарная опасность обусловлена наличием в электрооборудовании горючих материалов (трансформаторное масло, изоляция кабелей).

Наибольшая опасность исходит от маслонаполненных электроустановок (силовых трансформаторов, выключателей).

Витковые замыкания в трансформаторе сопровождаются выделением газовой смеси. В случае несрабатывания газовой защиты возможен взрыв трансформатора и выброс горящего масла на территорию ОРУ, вследствие чего может пострадать и другое оборудование. Из-за этого, трансформаторы устанавливаются на фундамент из негорючих материалов и устанавливают маслоотводы, во избежание растекания масла.

Согласно СНиП 2.01.02.85, в зависимости от характера веществ, используемых в производстве, производственные объекты подразделяются по пожарной и взрывной опасности. Согласно этого же ГОСТа, здания и сооружения регламентируются по степеням огнестойкости.

Задание ОПУ на подстанции имеет степень огнестойкости II. Оно имеет два эвакуационных выхода, размером 140*200 см, расстояние до которых из комнаты дежурного составляет 12 и 30 м соответственно.

На силовом оборудовании предусмотрены тепловые датчики, которые действуют на сигнал и на отключение оборудования.

В помещении ОПУ на подстанции предусмотрены следующие средства пожаротушения: пожарный щит с необходимыми инструментами для тушения пожара (топор, лопаты, ломик, ведра), ящик с песком и огнетушители типа ОУ-8. Эти средства имеются в ОПУ на подстанции в двух экземплярах, одни у главного входа в ОПУ, другой - с аварийного.

Для тушения пожара силовых трансформаторов на подстанции имеются специально подведенные к ним пожарные краны, вода в которые поступает из резервуара с водой на подстанции.

При возникновении очагов пожара, дежурный сперва докладывает диспетчеру, а затем звонит в пожарную охрану, при этом, руководителем тушения пожара на подстанции, до их прибытия, является старший по должности.

Пожарная безопасность электроустановок высокого напряжения требует к себе постоянного внимания. Необходимо неукоснительное соблюдение всеми работающими на подстанции правил пожарной безопасности:

- регулярное проведение занятий по изучению правил пользования средствами пожаротушения и оказанию первой медицинской помощи;
- проверка наличия и исправности средств пожаротушения и индивидуальной защиты;
- применение срочных мер к нарушениям пожарной безопасности.

4.4 Экологичность

Воздушные линии электропередачи и подстанции в нормальном режиме эксплуатации слабо загрязняют окружающую природную среду. По специфическому вкладу в экологическую ситуацию электрические сети можно отнести к «мягко» влияющим производствам. Загрязнение водной, воздушной среды и почвы, как правило, происходит лишь во время строительства и частично при ремонтных работах.

К специфическим воздействиям ВЛ и ПС относятся: электромагнитные поля, акустический шум, минеральные масла, электропоражение птиц, сающихся на провода, изоляторы и конструкции опор.

Наиболее существенно ВЛ и ПС влияют на орнитофауну. Птицы осуществляют гнездование на опорных конструкциях ВЛ и ПС, что в свою очередь приводит к перекрытию изоляционных промежутков.

Неспецифическое отрицательное воздействие на окружающую природу оказывается в основном при сооружении ВЛ и ПС в результате вырубки леса, отчуждения определенной территории под конструкции ВЛ и размещении ПС, нарушении устойчивости поверхностного слоя почвы в тундре, лесотундре, полупустынях, горных районах, развития эрозионных и оползневых процессов, ограничения использования земли в охранной зоне.

Значительное шумовое воздействие на окружающую среду производят распределительные устройства (РУ). Основным источником шума в РУ являются силовые трансформаторы (постоянный шум) и воздушные выключатели (только в процессе отключения). Уровень шума, создаваемый трансформаторами, увеличивается при увеличении массы магнитопровода. В связи с этим при увеличении мощности трансформаторов создаваемый шум усиливается. Однако вредное воздействие трансформаторов на окружающую среду не ограничивается шумом. В качестве изолятора в трансформаторах применяется минеральное масло содержащее полихлордифенил. При неправильной эксплуатации, а также в аварийных режимах при его контакте с высокими температурами, выделяется хлорорганическое соединение с низкой температурой кипения. Происходит выделение хлора, который оказывает вредное воздействие на все живые организмы. При вдыхании человеком происходит сильное отравление, парализующее дыхание. Во влажном воздухе может образоваться хлористоводородную кислоту. При растекании трансформаторного масла и попадании на почвенный слой происходит его загрязнение и разрушение. Поэтому площадку под трансформаторами необходимо засыпать щебнем, который связывает, впитывает и защищает почву от попадания масла.

4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На основе анализа статистических данных об авариях на подстанциях прогнозируются следующие чрезвычайные ситуации: пожары и взрывы оборудования по различным причинам, отключение электроэнергии, террористические акты, хищение проводов и материалов содержащих цветные металлы, ошибочные действия оперативного персонала.

4.5.1 Пожары и взрывы оборудования

При возникновении пожара а также взрыва возможен выброс большого количества масла, который в свою очередь может привести к повреждению соседнего оборудования, а также стать угрозой жизни и здоровья оперативного персонала и привести к недоотпуску электроэнергии. Принимаются специальные меры по подготовке персонала, проводятся семинары по использованию средств пожаротушению и сдача ежемесячных инструктажей под роспись.

4.5.2 Отключение электроэнергии

Отключение электроэнергии происходит при аварийных и ненормальных режимах работы в системе электроснабжения релейной защитой. При отключении электроэнергии могут возникнуть чрезвычайные ситуации, при которых отсутствие напряжения может негативно сказаться на потребителях электроэнергии.

4.5.3 Террористические акты

Подстанция находится в черте города и обеспечивает электроэнергией ее большую часть, поэтому относится к особо важным объектам, охраняется

подразделениями ведомственной военизированной охраны (ВВО) и службой безопасности (СБ). Для защиты от террористических актов на территории введен пропускной режим, имеется периметральное ограждение территории, охранно-пожарная сигнализация, обеспечено освещение территории периметральным освещением.

4.5.4 Хищение проводов и шин

Характер и масштабы хищений на линиях электропередач создают серьезную угрозу нормальному функционированию электроснабжения. Предметом хищений стали: провода, кабели, узлы и детали оборудования, содержащего цветные металлы, уголки металлических опор, ограждения подстанций, масло из трансформаторов и другие материальные ценности.

Для предотвращения случаев хищения осуществляются дополнительные мероприятия по защите энергообъектов и усилению охраны. Так, уголки на опорах закрепляются электросваркой, обиваются металлом двери, усиливаются запоры, замки на помещениях, временно отключенные ВЛ ставятся под охранное напряжение. На подстанциях устанавливается охранная сигнализация с выводом сигнала на диспетчерский пункт. Проводится работа по ограждению территорий железобетонным забором с козырьком из колючей проволоки. Проводятся работы по временному демонтажу резервных линий электропередачи, трансформаторных подстанций, трансформаторов с электроустановок потребителей с сезонной нагрузкой с целью складирования энергооборудования на охраняемых объектах.

4.5.5 Ошибочные действия оперативного персонала

При неправильной работе оперативного персонала по производству переключений в нормальном или аварийном режиме появляется угроза поломки оборудования и угроза жизни и здоровья работника. Это может произойти в результате плохой видимости для прочтения надписей диспетчерских наименований, монотонности труда, переключения без бланка по памяти либо изменение пунктов в бланке переключений, неисправности инструментов и приспособлений, а также средств защиты. Для предотвращения ошибочных действий проводятся ежемесячные инструктажи по эксплуатации оборудования и технике безопасности, ежегодные экзамены, проверка знаний до и во время работы, обновление надписей диспетчерских наименований оборудования, проверка исправности инструмента и приспособлений, психологические тренинги персонала.

5 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТА

5.1 Методика расчета экономических показателей проектируемой системы

Под инвестицией понимается долгосрочное вложение капитала с целью получения прибыли. Различают реальные инвестиции (капитальные вложения на создание производственных объектов) и финансовые вложения (на покупку ценных бумаг).

Работа по определению экономической эффективности инвестиционного проекта является одним из наиболее ответственных и важных этапов. Он включает детальный анализ и оценку всей экономической и финансовой информации.

Метод оценки инвестиционного проекта основан преимущественно на сравнении эффективности (прибыльности) вложения в различные проекты, при этом в качестве альтернативы вложения средств, в рассматриваемые мероприятия, выступают вложения в другие производственные объекты, финансовые вложения (покупка ценных бумаг) и помещение финансовых средств в банк под проценты.

При определении эффективности инвестиционного проекта рассматриваются два взаимосвязанных процесса:

- 1) процесс инвестиции в создание производственного объекта (вложение капитала);
- 2) процесс получения дохода от вложенных средств.

Эти два процесса протекают последовательно с разрывом между ними, без разрыва или параллельно.

При оценке экономической эффективности пользуются понятием – потока платежей, который характеризует оба отмеченных процесса. При этом чистый поток платежей (ЧПП) представляют как разность между поступлением средств за счет реализации проекта и расходами, связанными с реализацией проекта.

ЧПП представляет собой чистый доход, полученный в каждом временном интервале. При этом амортизационные отчисления в текущем расходе не учитываются, а включаются в состав чистого дохода предприятия.

Оценка эффективности инвестиционного проекта осуществляется с помощью расчета показателей. Все эти показатели имеют общую особенность: расходы и доходы, распределенные по времени, приводятся к одному моменту времени. Этот момент называется базовым или расчетным.

Базовым моментом обычно является дата начала реализации проекта (начало финансирования – нулевым годом). В зависимости от конкретных условий базовым (расчетным) моментом может быть дата начала производства продукции, т.е. эксплуатация объекта или какая-нибудь условная дата.

Процедура приведения разновременных доходов и расходов к базовой дате называется дисконтированием.

Дисконтирование расхода

$$P'_t = \frac{P_t}{(1+d)^t} \quad (61)$$

где P'_t – дисконтирование платежа;

P_t – сумма дохода-расхода в текущем году;

d – ставка (норма) дисконта;

t – интервал отделяющий сумму платежа от базового момента.

Важным фактором, влияющим на оценку эффективности проекта, является ставка дисконта. Величина ставки дисконта обычно применяется на уровне ссудного процента (долгосрочного кредита или депозитного процента). Чем меньше ставка, тем эффективность проекта больше.

Расчет экономической эффективности инвестиционного проекта осуществляется в два этапа: на первом этапе производится ориентировочная

оценка с целью определения целесообразности разработки данного объекта в полном объеме, т.е. предварительная оценка. На втором этапе проводится полно масштабные исследования эффективности проекта по показателям экономической эффективности инвестиционного проекта.

Для оценки эффективности промышленных инвестиций в основном применяются следующие показатели:

- 1) чистый дисконтированный доход;
- 2) внутренняя норма доходности;
- 3) срок окупаемости капитальных вложений;
- 4) рентабельность проекта.

Перечисленные показатели являются результатами сопоставлений распределенных во времени доходов с инвестициями и затратами на производство. В качестве базового момента приведения разновременных доходов и расходов принимает дату начала реализации проекта.

Накопленный чистый дисконтированный доход (ЧДД Σ) от проекта вычисляется по формуле

$$ЧДД_{\Sigma} = \sum_{t=тн}^{тк} \frac{ЧД_t}{(1+d)^t}, \quad (62)$$

где ЧД $_t$ –чистый доход в году t ;

$t = 0, 1, 2, \dots$ –годы реализации проекта;

ЧД–чистый поток платежей, чистый поток денежной наличности;

d –ставка дисконтирования.

При ЧДД > 0 , проект может приниматься к реализации. Если ЧДД < 0 , проект отвергается. Если ЧДД $= 0$, проект не прибыльный, не убыточный.

Чистый доход (ЧД) включает в качестве дохода чистую прибыль (ЧП) и амортизационные отчисления (А), а в качестве расхода капитальные вложения (К)

$$\text{ЧД}_t = \text{ЧП}_t + A_t - K. \quad (63)$$

Важной оценкой экономической эффективности проекта является внутренняя норма доходности (ВНД):

$$\sum_{t=0}^{TK} \frac{\text{ЧД}_t}{(1 + d^*)^t} = 0, \quad (64)$$

где d^* - ставка дисконтирования, при которой ЧДД равняется нулю, при этом данная норма дисконтирования равна ВНД, $d^* = \text{ВНД}$.

Величина ЧДД зависит от нормы дисконтирования, при некотором её значении ЧДД обращается в ноль. Это значение нормы дисконтирования называется ВНД. Следовательно, ВНД инвестиционного проекта - это расчетная ставка дисконта, при которой ЧДД равен нулю. Уравнение для нахождения ВНД решается путем подбора.

Экономический смысл этого показателя заключается в том, что при ставке ссудного процента (процент по депозитному вкладу) равной ВНД вложения финансовых ресурсов в данный проект даст в итоге тот же суммарный доход, что и помещение их в банк на депозитный счет.

Если ставка ссудного процента меньше ВНД проекта, то инвестирование средств в данный проект выгодно и наоборот.

При финансовом анализе инвестиционных проектов отбирают для реализации те проекты, которые имеют ВНД не ниже заранее заданных значений.

Для предварительной оценки экономической эффективности капитальных вложений обычно применяется срок окупаемости капитальных вложений. Он означает период времени в течение, которого инвестиции будут возвращены за счет доходов, полученных от реализации проекта.

Уравнение для определения срока окупаемости

$$K = \sum_{t=tH}^T \frac{ЧД_t}{(1+d)^t}, \quad (65)$$

где K—сумма капитальных вложений (единовременных затрат) в проект (без приведения к концу освоения);

T—срок окупаемости;

tH—момент начала производства продукции с использованием проекта, соответствует моменту окончанию проекта (строительства).

Величина T находится путем последовательного суммирования ряда дисконтированных доходов до тех пор, пока не будет получена сумма равная объему капитальных вложений.

Рентабельность (индекс доходности проекта) определяется как отношение дисконтированных доходов к дисконтированным на ту же дату инвестиционных расходов

$$P = \frac{\sum_{t=tH}^{tK} \frac{ЧД_t}{(1+d)^t}}{\sum_{t=0}^{tC} \frac{K_t}{(1+d)^t}}, \quad (66)$$

где tC—момент окончания капитальных вложений;

Kt—капитальные вложения в году t.

Если P равна единице, то проект не прибылен, но и не убыточен (приведенные доходы равны приведенным инвестициям), в данном случае норма дисконта равна ВНД.

Если рентабельность больше единицы (больше 100 %), это означает, что инвестиционный проект имеет доходность.

Если рентабельность меньше единицы, то проект не эффективен при данной ставке дисконта.

Все рассмотренные показатели эффективности проекта тесно связаны между собой, т.е. если проект эффективен по одному показателю, то он, как правило, будет эффективен по другим показателям.

Все перечисленные показатели рассчитываются на основе исходных данных. Исходные данные должны быть рассчитаны по годам реализации проекта.

Исходные данные:

- 1) капитальные (затраты) вложения;
- 2) цены и тарифы действующие;
- 3) стоимостная оценка результатов от использования проекта (стоимость дополнительной реализуемой продукции за счет проекта, сумма экономии текущих затрат за счет внедрения проекта, прямые производственные издержки (расходы), накладные расходы и т.д.).

5.2 Основные источники эффективности проектируемой системы

Для расчета показателей экономической эффективности реконструкции ПС «Хвойная» 110/10 кВ необходимо произвести оценку капитальных вложений. В таблице (12) представлена смета затрат на реконструкцию и вводимую систему микропроцессорной системы защиты.

Таблица 12 - Смета затрат на реконструкцию ПС «Хвойная» 110/10 кВ

Наименование Элементов	Количество, шт.	Стоимость единицы, тыс. руб.	Полная стоимость, тыс. руб.
РДЗП-110/1000	6	15,38	92,28
ВБЭ-110-25/1250	2	289,02	578,04
ОПН-110	4	16,33	65,32
ТДН-25000/110	2	1490,70	2981,40
ТМ-100/10/0,4,	1	26,32	26,32
ОПН-10	4	10,98	43,92
НАМИ-10	2	11,64	23,28
ПКТН-001-10	4	4,35	17,40
ЗОН-110М	2	17,60	35,20
ЗР-10	37	7,60	281,20
ВВ/TEL-10	21	15,86	333,06
SPAC 810	23	343,80	7907,40
RET-521	2	215,60	431,20
Блок сигнализации	1	72,70	72,70
ШУОТ 2403	2	102,30	204,60
Итого затрат на оборудование:			13093,32

В таблице (13) представлены исходные данные для проведения расчета экономической эффективности реконструкции ПС «Хвойная» 110/10 кВ.

Таблица 13 - Данные для проведения расчета экономической эффективности

Наименование показателей, единица измерения	Условные обозначения	Величина
Эквивалентная стоимость ущерба от прекращения электроснабжения, руб/кВт·ч	У	10,85
Среднегодовая зарплата рабочих подстанции, тыс. руб.	S _р	358600
Количество рабочих, чел.	L	3
Норма затрат на ремонт, %:		
- капитальный	n1	2
- текущий	n2	4
Коэффициент, учитывающий транспортные расходы, %	α _т	4
Коэффициент, учитывающий стоимость монтажных работ, %	α _м	5
Коэффициент, учитывающий стоимость наладочных работ, %	α _н	5
Норма амортизации, %	Na	20
Ставка налога на имущество, %	H _{ст.им.}	2,2
Ставка налога на прибыль, %	H _{ст.пр.}	20
Ставка банковского процента за долгосрочный кредит, %	E _н	18

Дополнительные капитальные вложения на реконструкцию определяются по формуле:

$$K = Z_{см} + Z_{м} + Z_{н} + Z_{тр.р.}, \quad (67)$$

где $Z_{см}$ —сметная стоимость вновь вводимого оборудования, руб.;

$Z_{м}$ —стоимость монтажных работ, руб.;

$Z_{н}$ —стоимость наладочных работ, руб.;

$Z_{тр.р.}$ —транспортные расходы, руб.

Три вышестоящих величины определяются по формулам:

$$Z_{тр.р.} = \frac{\alpha_T \cdot Z_{см}}{100}, \quad (68)$$

$$Z_{м} = \frac{\alpha_M \cdot Z_{см}}{100}, \quad (69)$$

$$Z_{н} = \frac{\alpha_n \cdot Z_{см}}{100}, \quad (70)$$

где α_T —коэффициент, учитывающий транспортные расходы, %;

α_M —коэффициент, учитывающий стоимость монтажных работ, %;

α_n —коэффициент, учитывающий стоимость наладочных работ, %.

Затраты по смете составили $Z_{см}=13093,32$ тыс. руб. Посчитаем стоимость монтажных работ по формуле (68):

$$Z_{м} = \frac{13093,32 \cdot 5}{100} = 654,67 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость транспортных расходов по формуле (69):

$$Z_{т.р.} = \frac{13093,32 \cdot 4}{100} = 523,73 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость наладочных работ по формуле (70):

$$Z_{н} = \frac{13093,32 \cdot 5}{100} = 654,67 \text{ тыс. руб.}$$

Величина капитальных вложений на реконструкцию ПС «Хвойная» 110/10 кВ рассчитанная по формуле (67), представлена в таблице (14)

Таблица 14 - Капитальные вложения на реконструкцию ПС «Хвойная» 110/10 кВ

Наименование оборудования (тыс. руб.)	Капитальные вложения
Общая стоимость оборудования	13093,32
Транспортные расходы	654,67
Монтажные расходы	523,73
Наладочные расходы	654,67
Итого затрат:	14926,38

5.3 Расчет показателей экономической эффективности

Сначала вычислим годовые текущие затраты на проект без амортизации.

Годовые текущие затраты определяются:

$$C = Z_{рем} + Z_{зн} + Z_{\Delta W}, \quad (71)$$

где $Z_{рем}$ – годовые затраты на капитальный и текущий ремонт;

$Z_{зн}$ – годовые затраты на заработную плату;

$Z_{\Delta W}$ – годовые затраты на потери электроэнергии.

$$Z_{рем} = K \frac{n_1 + n_2}{100}, \quad (72)$$

где n–норматив отчислений на капитальный и текущий ремонт.

$$Z_{зп} = Ч * ЗП \quad (73)$$

Годовые затраты на потери электроэнергии складываются из потерь в трансформаторах (потери холостого хода и нагрузочные).

Расчет годовых текущих затрат по вариантам приведен в таблице (15)

Таблица 15 – Расчет годовых текущих затрат

Показатель	Значение показателя
Годовые затраты на капитальный и текущий ремонт, тыс. руб.	895,58
Годовые затраты на заработную плату, тыс. руб.	1075,80
Годовые потери электроэнергии в трансформаторах:	
холостого хода, кВт.ч	275940
нагрузочные, кВт.ч	363678
Тариф на электроэнергию тыс. руб./1000 кВт.ч	2650
Годовые затраты на потери электроэнергии, тыс. руб.	1694,99
Итого, тыс. руб.	3666,37

Рассчитаем амортизацию от реконструкции ПС «Хвойная» 110/10 кВ. Так как, реконструкция рассчитана на 10 лет, то:

$$A = K \frac{N_a}{100}, \quad (74)$$

где А–амортизационные отчисления;

К–капиталовложения в реконструкцию.

$$A = 14926,38 * \frac{10}{100} = 1492,64 \text{ тыс. руб.}$$

Подсчитаем выручку от реализации проекта. В качестве результата в данном проекте выступает предотвращение ущерба от недоотпущенной электроэнергии за счет использования цифровых реле. Рассчитаем выручку по формуле:

$$B = Y \cdot S_H \cdot \cos(\varphi) \cdot K_{\text{одн}} \cdot T_0 \cdot l, \quad (75)$$

где Y —эквивалентная стоимость ущерба на 1 кВт·ч недоотпущенной электроэнергии, руб./ кВт·ч;

S_H —номинальная мощность силового трансформатора, кВА;

$\text{Cos}(\varphi) = 0,95$;

$K_{\text{одн}}$ —коэффициент одновременности, $K_{\text{одн}} = 0,5$;

T_0 —время перерыва электроснабжения из-за устойчивых повреждений в год, $T_0 = 1,2$ ч/км;

l —суммарная длина электрических сетей, $l = 100$ км.

С учетом коэффициента перегрузки (при работе одного трансформатора на обе секции) $S = 0,75 \cdot 25000 = 18750$ кВА. Следовательно, выручка от реализации проекта будет:

$$B = 10,85 \cdot 18750 \cdot 0,95 \cdot 0,5 \cdot 1,2 \cdot 100 = 11565,02 \text{ тыс. руб.}$$

Ежегодная экономия от внедрения проекта составит:

$$\Xi = B - C = 11595,93 - 3666,37 = 7929,57 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем налоги, уплачиваемые государству в связи с введением новой системы автоматизации.

Сумма налогов на прибыль ($H_{пр}$) и имущество ($H_{им}$) рассчитывается по формуле:

$$H = H_{пр} + H_{им}, \quad (76)$$

$$H_{им} = \frac{K_0 \cdot H_{ст.им}}{100\%}, \quad (77)$$

где K_0 —остаточная стоимость имущества, руб.;

$H_{ст.им}$.—ставка налога на имущества, %.

$$H_{пр} = \frac{\Pi \cdot H_{ст.пр}}{100\%}, \quad (78)$$

где Π —прибыль от реализации проекта;

$H_{ст.пр}$.—ставка налога на прибыль, %.

В соответствии с законодательством Российской Федерации, ставки налога принимаются следующими: $H_{ст.им} = 2,2\%$, $H_{ст.пр} = 20\%$.

Прибыль от проекта вычисляется по формуле:

$$\Pi_t = B - C - A - H_{им_t}, \quad (79)$$

где Π_t —прибыль в году t ;

B —выручка от реализации проекта;

C —текущие затраты на систему автоматизации;

A —амортизация системы;

$H_{им_t}$ —налог на имущество в году t .

Чистая прибыль равна прибыли от реализации проекта за вычетом налога на прибыль

$$\text{ЧП}_t = \Pi_t - Hn p_t. \quad (80)$$

Чистый доход рассчитывается по формуле (63), чистый дисконтированный доход – по формуле

$$\text{ЧДД}_t = \text{ЧД}_t \cdot k_d. \quad (81)$$

Коэффициент приведения к расчетному моменту, участвующий в расчете ЧДД рассчитан по формуле

$$k_d = \frac{1}{(1+0.1)^t}, \quad (82)$$

где k_d –коэффициент приведения к расчетному моменту;

t –интервал отделяющий сумму платежа от базового момента.

Накопленный ЧДД считается по формуле (62).

Согласно выше приведенным формулам произведем расчеты. Результаты расчетов сведены в таблице (16).

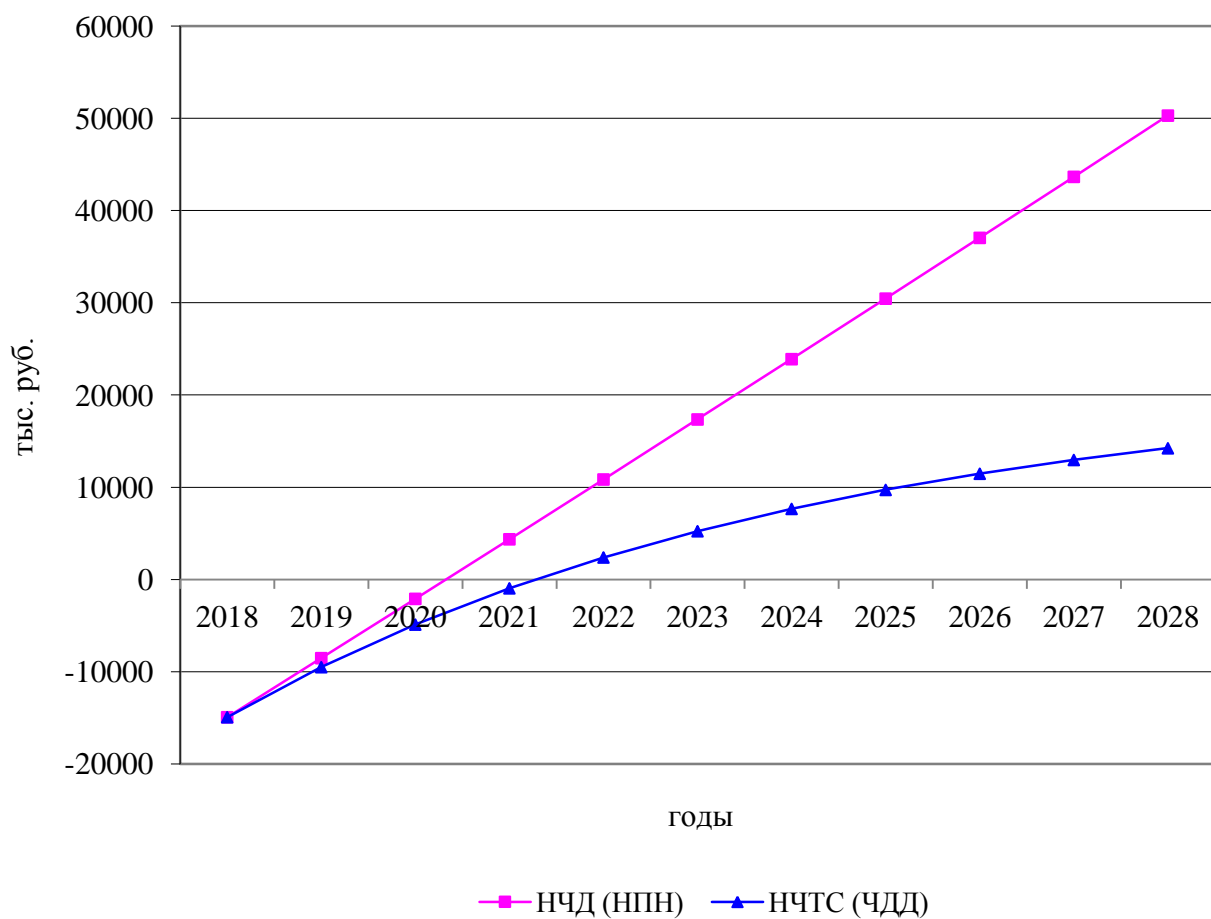


Рисунок 2 - Зависимости ЧДД и ЧД от срока реконструкции

Таблица 16- Расчёт показателей экономической эффективности

Показатели, тыс. руб.	Обоз- начения	Годы											
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Единовременные затраты	Кв	14926,3 8											
Амортизация, 10%	А		1492,6	1492,6	1492,6	1492,6	1492,6	1492,6	1492,6	1492,6	1492,6	1492,6	1492,6
Остаточная стоимость	Кост		13433,7	11941,1	10448,5	8955,8	7463,2	5970,6	4477,9	2985,3	1492,6	0,0	
Налог на имущ., 2,2%	Ним		295,5	262,7	229,9	197,0	164,2	131,4	98,5	65,7	32,8	0,0	
Экономия	Э		7929,6	7929,6	7929,6	7929,6	7929,6	7929,6	7929,6	7929,6	7929,6	7929,6	7929,6
Общая прибыль,	Поб		6141,4	6174,2	6207,1	6239,9	6272,7	6305,6	6338,4	6371,3	6404,1	6436,9	
Налог на приб., 20%	Нпр		1228,3	1234,8	1241,4	1248,0	1254,5	1261,1	1267,7	1274,3	1280,8	1287,4	
Чистая прибыль	ЧП		4913,1	4939,4	4965,6	4991,9	5018,2	5044,5	5070,7	5097,0	5123,3	5149,5	
Чистый доход	ЧД (ПН)	-14926,4	6405,7	6432,0	6458,3	6484,6	6510,8	6537,1	6563,4	6589,6	6615,9	6642,2	
Накопленный чистый доход	НЧД (НПН)	-14926,4	-8520,6	-2088,6	4369,7	10854,2	17365,1	23902,2	30465,5	37055,2	43671,1	50313,3	
Коэффициент дисконтирования, H_d =18%	Кд	1,0	0,847	0,718	0,609	0,516	0,437	0,370	0,314	0,266	0,225	0,191	
Чистая текущая стоимость	ЧТС	-14926,4	5428,6	4619,4	3930,7	3344,7	2845,9	2421,5	2060,4	1753,1	1491,6	1269,1	
Накопленная чистая текущая стоимость	НЧТС (ЧДД)	-14926,4	-9497,8	-4878,4	-947,7	2397,0	5242,9	7664,5	9724,9	11478,0	12969,6	14238,6	

13042.2018.355.00.ПЗ

Точка пересечения линии НЧДД с осью абсцисс позволяет определить период окупаемости единовременных затрат. Из графика следует, что срок окупаемости капитальных вложений составляет 3,5 года.

Показателем экономической целесообразности проекта является внутренняя норма рентабельности. ВНР проекта показывает уровень доходности вложения денежных средств в проект. ВНР находят графическим методом по данным таблицы (17).

Таблица 17- Зависимость ЧТС от коэффициента дисконтирования

Годы	ПН, тыс. руб.	Расчёт 1		Расчёт 2	
		Кд при Nd=41,5%	ЧТС, т. руб.	Кд при Nd=42,5%	ЧТС т. руб.
0	-14926,4	1,000	-14926,4	1,000	-14926,4
1	6405,7	0,707	4527,0	0,702	4495,3
2	6432,0	0,499	3212,4	0,492	3167,5
3	6458,3	0,353	2279,5	0,346	2231,9
4	6484,6	0,249	1617,5	0,243	1572,6
5	6510,8	0,176	1147,8	0,170	1108,1
6	6537,1	0,125	814,4	0,119	780,7
7	6563,4	0,088	577,9	0,084	550,1
8	6589,6	0,062	410,0	0,059	387,6
9	6615,9	0,044	290,9	0,041	273,1
10	6642,2	0,031	206,4	0,029	192,4
			157,6		-167,3

На графике внутренняя норма доходности представлена пересечением кривой НЧДД с нулевой линией «рисунок 3». Для построения кривой зависимости НЧДД и коэффициента эффективности капитальных вложений задаются несколькими значениями E_n , определяют для них НЧДД и по полученным точкам строят кривую.

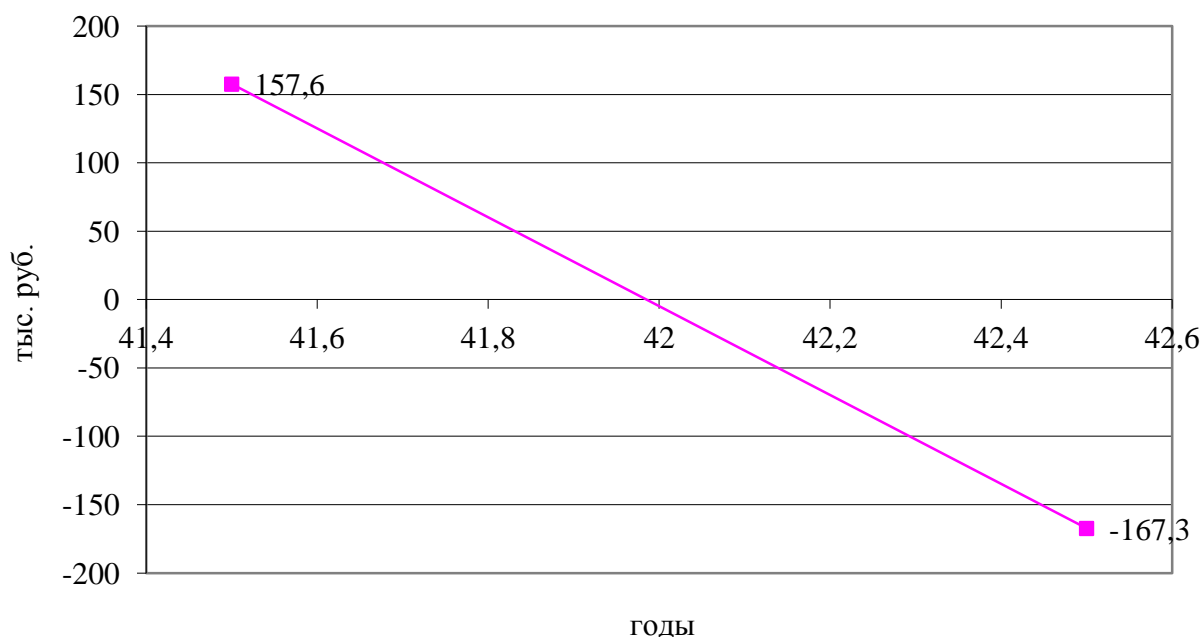


Рисунок 3 - Определение ВНР проекта

Из графика следует, что внутренняя норма рентабельности проекта составляет 41,96 %. Это значит, что для реализации проекта можно брать кредит в банке по ставке до 41,96% годовых.

Для анализа эффективности инвестиций рассчитаем коэффициент отдачи капитала. Принимаем во внимание вычисленные ранее значения капиталовложений K и чисто текущей стоимости ЧТС.

$$\text{КОК} = \Sigma \text{ЧТС} / K + 1 = 14238,6 / 14926,38 + 1 = 1,95 \text{руб/руб.}$$

Это означает, что каждый рубль инвестиций даёт отдачу 1,95 руб. дохода. Так как $\text{КОК} > 1$, проект считается экономически целесообразным.

Рассчитанные показатели экономической эффективности представлены в таблице (18)

Таблица 18 - Показатели экономической эффективности

Показатель	Значение
Капитальные затраты, тыс. руб.	14926,4
Экономия за год, тыс. руб.	7929,6
НЧТС, тыс. руб.	14238,6
Срок окупаемости, год	3,5
Коэффициент отдачи капитала	1,95
Внутренняя норма доходности, %	41,98

5.4 Выводы по разделу

В результате проведенных расчетов для внедрения новой системы найдены следующие показатели экономической эффективности проекта:

- 1) период возврата капиталовложений $T=3,5$ года;
- 2) внутренняя норма доходности проекта, то есть максимальный ссудный банковский процент, под который имеет смысл брать кредит, $ВНД=41,98\%$;
- 3) коэффициент отдачи капитала КОК проекта составляет 1,95 руб./руб.

Полученные результаты свидетельствуют о достаточно высокой экономической эффективности данного проекта. Следовательно, можно говорить о прибыльности проекта реконструкции ПС «Хвойная» 110/10 кВ.

6 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Нетехнические (коммерческие) потери электроэнергии – расчетное значение, определяемое как разность между фактическими (отчетными) потерями электроэнергии и технологическими потерями электроэнергии.

Отдача электрической энергии из электрической сети (отдача из сети) – сумма объемов электроэнергии, отпущенной из электрической сети в другие смежные сетевые организации другого субъекта Российской Федерации и в сети производителей электроэнергии (не включая объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии) (несальдируемая величина).

Отпуск электрической энергии в электрическую сеть по границе балансовой принадлежности (отпуск в сеть) – разница между приемом электрической энергии в сеть и отдачей ее из сети в точках поставки по границе балансовой принадлежности сети.

Прием электрической энергии в электрическую сеть (прием в сеть) – сумма объемов электроэнергии, поступившей (поставленной) в электрическую сеть из других (смежных) сетевых организаций и от производителей электроэнергии (несальдируемая величина).

Срок жизни мероприятия – период времени, для которого проводятся расчеты эффекта от внедрения мероприятия. Определяется сроком полезного использования оборудования или периодом, на котором мероприятие оказывает значимое влияние на уровень потерь.

Технические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям – потери в оборудовании электрических сетей, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы оборудования с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций. Определяются расчетным путем в соответствии с действующими нормативными документами.

Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям – сумма технических потерь электроэнергии и потерь, обусловленных допустимыми погрешностями измерительных комплексов электроэнергии, учитывающих прием электроэнергии в сеть, отпуск электроэнергии из сети и объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии. Определяются расчетным путем в соответствии с действующими нормативными документами.

Фактические (отчетные) потери электроэнергии – разность между отпуском электроэнергии в сеть и объемом (количеством) переданной (потребленной) электроэнергии, с учетом расхода электроэнергии на производственные (с учетом хозяйственных) нужды.

Эффект (экономия) от внедрения мероприятия (комплекса мероприятий) – выраженное в кВт·ч или рублях расчетное значение планируемого или фактического снижения потерь электроэнергии от внедрения мероприятий (комплекса мероприятий).

Мероприятия по снижению потерь электроэнергии разделяются на 2 группы с точки зрения определения эффекта от их реализации:

- 1) не оказывающие прямого влияния на уровень потерь электроэнергии;
- 2) оказывающие прямое влияние на уровень потерь электроэнергии.

Мероприятия, не оказывающие прямого влияния на уровень потерь электроэнергии, реализуются как необходимая часть подготовки к реализации мероприятий, непосредственно влияющих на уровень потерь. К этому типу мероприятий относятся:

- выполнение измерений режимных параметров электрической сети;
- выполнение расчетов режимных параметров и оптимизационных расчетов;
- выполнение расчетов технологических потерь мощности и электроэнергии.

Эффект для мероприятий этого типа не определяется, но они включаются в план работ совместно с мероприятиями, реализацию которых обеспечивают.

Мероприятия второй группы при их реализации оказывают непосредственное влияние на уровень потерь электроэнергии в сети, которое количественно оценивается на этапе планирования и по итогам реализации. Методы расчета эффекта от реализации мероприятия разделяются на расчет эффекта от внедрения мероприятий по снижению технических потерь и на расчет эффекта от внедрения мероприятий по снижению нетехнических потерь электроэнергии.

Эффект для циклически повторяющихся мероприятий по снижению технических потерь электроэнергии (например, сезонное отключение трансформаторов и линий), имеющих неизменный ежегодный эффект и объем выполнения, должен учитываться только в год первого внедрения. При анализе последующих периодов должно быть учтено, что реализация мероприятия не приведет к снижению потерь электроэнергии по сравнению с предшествующим периодом, а позволит «удержать» уровень потерь электроэнергии на существующем уровне.

В общем случае планируемое снижение технических потерь электроэнергии от внедрения мероприятий определяется по формуле:

$$\delta W = (\Delta W_1 - \Delta W_2), \quad (83)$$

где ΔW_1 – технические потери электроэнергии в электрической сети до внедрения мероприятия;

ΔW_2 – технические потери электроэнергии в электрической сети после внедрения мероприятия.

При определении эффекта от внедрения мероприятия по снижению потерь электроэнергии должны выделяться вклады снижения условно-постоянных и нагрузочных потерь в общее значение.

К мероприятиям по снижению технических потерь электроэнергии относятся:

- оптимизация режимов электрической сети по реактивной мощности;
- оптимизация распределения нагрузки;
- оптимизация мест размыкания;
- оптимизация законов регулирования напряжения;
- отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок;
- отключение в режимах малых нагрузок одной цепи двухцепных линий;
- снижение несимметрии токов в низковольтных электрических сетях;
- сокращение продолжительности ремонтов и технического обслуживания;
- снижение расхода на собственные нужды подстанций;
- ввод в работу устройств автоматического регулирования напряжения;
- выполнение работ под напряжением (в УЭС не проводится);
- строительство, реконструкция и развитие электрической сети;
- установка устройств компенсации реактивной мощности;
- замена проводов перегруженных воздушных линий;
- замена перегруженных трансформаторов;
- перевод сети на более высокий уровень напряжения;
- увеличение показателей надежности работы оборудования.

Точность определения эффекта от оптимизации режимов зависит от частоты проведения расчетов и их информационной обеспеченности.

На практике необходимо проведение не менее 16 расчетов в год: расчет оптимальных режимов в часы максимальных суточных нагрузок (пиковая зона суток) и в часы ночных провалов нагрузок (ночная зона суток) для двух типов суток (рабочих и нерабочих), для каждого из четырех характерных

периодов (зима, весна, лето, осень). Пиковая и ночная зоны суток соответствуют интервалам тарифных зон суток энергозон России, утверждаемых ФСТ России.

Нагрузочные потери активной мощности в элементе электрической сети рассчитывают по формуле:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} r \quad (84)$$

Анализируя ее, можно сказать, что увеличение напряжения и уменьшение реактивной мощности, передаваемой по элементу сети, приведет к снижению нагрузочных потерь мощности, следовательно, и электроэнергии. Задача оптимизации состоит в определении такого установившегося режима электрической сети, при котором были бы выдержаны технические ограничения, и потери активной мощности были бы минимальны.

Задача оптимизации режимов электрической сети по реактивной мощности, оптимизации распределения нагрузки, оптимизация мест размыкания и оптимизации законов регулирования напряжения выполняется в программном комплексе RastrWin 3 при расчете минимального и максимального режимов сети, при этом вводятся данные по допустимым отклонениям напряжения в узлах сети, а также штатные наборы анцапф на всех автотрансформаторах.

Экономический режим работы трансформаторов соответствует наименьшим потерям активной мощности при любых изменениях нагрузки.

Потери мощности в трансформаторах складываются из нагрузочных потерь в обмотках ΔP_n и потерь холостого хода в магнитопроводе ΔP_x , которые сопоставимы между собой. При большой загрузке трансформаторов нагрузочные потери превышают потери холостого хода, в режимах малой загрузки большими становятся потери в магнитопроводе. В этом случае целесообразно часть параллельно работающих трансформаторов отключить.

Рассмотрим подстанцию, на которой установлены два одинаковых понижающих трансформатора. Не учитывая изменение напряжения на шинах подстанции, запишем формулу для расчета потерь мощности в случае работы одного трансформатора $\Delta P^{(1)}$ и при параллельной работе двух трансформаторов $\Delta P^{(2)}$, при одной и той же нагрузке – S :

$$\Delta P^{(1)} = \Delta P_{\text{н}}^{(1)} + \Delta P_{\text{х}}^{(1)} = \frac{S^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{\text{T}} + \Delta P_{\text{х}}, \quad (85)$$

$$\Delta P^{(2)} = \Delta P_{\text{н}}^{(2)} + \Delta P_{\text{х}}^{(2)} = \frac{S^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \frac{r_{\text{T}}}{2} + 2\Delta P_{\text{х}} \quad (86)$$

Построим кривые изменения потерь активной мощности от загрузки трансформаторов.

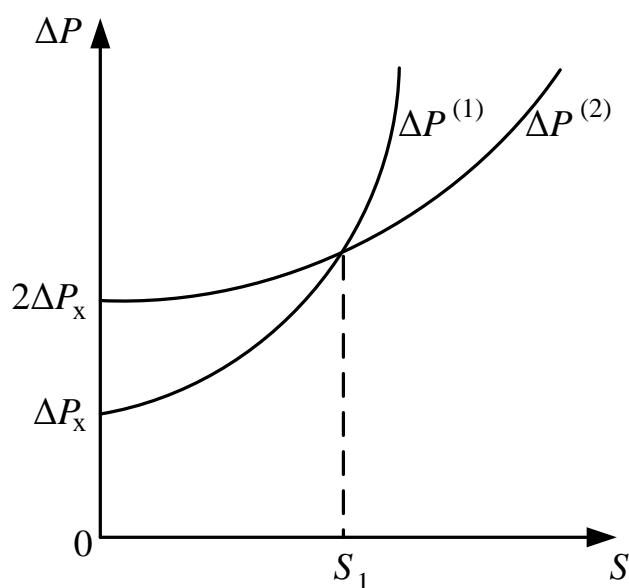


Рисунок 4 – Зависимости потерь мощности в трансформаторах от нагрузки

При нагрузке S_1 потери в трансформаторах одинаковы $\Delta P^{(1)} = \Delta P^{(2)}$. Следовательно, при работе с нагрузкой $S < S_1$ выгодно отключать один из трансформаторов, при $S > S_1$ оба трансформатора должны находиться в работе. Величину S_1 можно найти из уравнения $\Delta P^{(1)} = \Delta P^{(2)}$:

$$\frac{S^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{\text{T}} + \Delta P_{\text{x}} = \frac{S^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \frac{r_{\text{T}}}{2} + 2\Delta P_{\text{x}}, \quad (87)$$

откуда:

$$S_1 = U_{\text{НОМ}} \sqrt{\frac{2\Delta P_{\text{x}}}{r_{\text{T}}}} \quad (88)$$

Выбирая экономичный режим работы трансформатора, необходимо предусмотреть мероприятия, обеспечивающие надежное электроснабжение потребителей. Так как до 80% потребителей УЭС являются нефте- и газодобывающие, а также нефте- и газотранспортирующие компании, относящиеся к потребителям I и II категории, то по условию надежности второй трансформатор не отключается. То же самое касается и ВЛ-110 кВ. Данное мероприятие относится к распределительным сетям с основной нагрузкой жилищно-коммунального типа III категории.

Снижение потерь электроэнергии за счет устранения систематической несимметрии (неравномерного распределения токовых нагрузок по фазам в электрических сетях 0,38 кВ) определяется по формуле:

$$\delta W = \Delta W (K_{\text{Н1}} - K_{\text{Н2}}), \quad (89)$$

где ΔW – потери электроэнергии в сети 0,38 кВ при равномерной нагрузке фаз;

$K_{\text{Н1}}, K_{\text{Н2}}$ – коэффициенты систематической несимметрии до и после симметрирования, определяемые по формуле:

$$K_{\text{Н}} = 3 \cdot \frac{I_{\text{A}}^2 + I_{\text{B}}^2 + I_{\text{C}}^2}{(I_{\text{A}} + I_{\text{B}} + I_{\text{C}})^2} \cdot \left(1 + 1,5 \frac{R_{\text{O}}}{R_{\text{Ф}}}\right) - 1,5 \frac{R_{\text{O}}}{R_{\text{Ф}}}, \quad (90)$$

где $I_{\text{A}}, I_{\text{B}}, I_{\text{C}}$ – средние значения токов фаз в период максимума суточных нагрузок (не менее трех измерений);

$\frac{R_{\text{O}}}{R_{\text{Ф}}}$ – отношение сопротивления нулевого и фазного проводов.

Для двухпроводной линии $K_{\text{Н}} = 1$.

Внедрение мероприятия по сокращению продолжительности технического обслуживания и ремонта основного оборудования электрических сетей наиболее эффективно для транзитных линий электропередачи большой пропускной способности, автотрансформаторов связи и т.п., отключение которых вызывает значительное повышение потерь в сети. Уменьшение продолжительности таких отключений достигается улучшением организации работ, совмещением ремонтов последовательно включенных элементов сети, проведением их по оптимальному графику, выполнением пофазных ремонтов, ремонтов под напряжением и т.д.

Эффект от проведения мероприятия следует определять лишь для тех работ, на которые имеются нормативы продолжительности проведения. В этом случае, необходимо, для типовых ремонтных схем, иметь данные о повышении потерь электроэнергии в электрических сетях при отключении на 1 ч. отдельных линий и оборудования подстанций. По этим данным может быть определено среднегодовое снижение потерь электроэнергии от выполнения мероприятия, которое используется для вычисления планируемого снижения потерь по формуле:

$$\delta W = \frac{\delta W_{\text{ср.г}} \cdot \Delta W_{\text{п.сети}}}{100}, \quad (91)$$

где $\delta W_{\text{ср.г}}$ – среднегодовое снижение потерь электроэнергии, % суммарных потерь в сетях;

$\Delta W_{\text{п.сети}}$ – планируемые потери электроэнергии в сетях, на которые данное мероприятие оказывает влияние.

Среднегодовое снижение потерь должно ежегодно корректироваться на основании опыта эксплуатации, планов капитальных и текущих ремонтов.

При сокращении на время ΔT продолжительности, например ремонта линии или трансформатора связи, снижение потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$\delta W = \Delta T \cdot [(\Delta P_{1Н} - \Delta P_{2Н}) \cdot \left(\frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{макс}}}\right)^2 - (\Delta P_{2Х} - \Delta P_{1Х})], \quad (92)$$

где $\Delta P_{1Н}$, $\Delta P_{2Н}$ –нагрузочные потери мощности в основной сети системы в максимум ее нагрузки соответственно при отключенном и включенном элементе (определяются для рабочих режимов по программам расчета установившегося режима);

$P_{\text{ср}}$ –средняя за время ΔT активная нагрузка системы в целом;

$P_{\text{макс}}$ –максимальная активная нагрузка суммарного графика нагрузки собственных потребителей системы в целом в зимний контрольный день;

$\Delta P_{1Х}$, $\Delta P_{2Х}$ –потери холостого хода в сети системы соответственно при отключенном и включенном элементе (для ЛЭП учитываются потери на корону, от токов утечки по изоляторам ВЛ и потери в изоляции кабельных линий).

При сокращении продолжительности ремонта одного из трансформаторов центров питания радиальной сети или одной из цепей, параллельно работающих радиальных линий потери учитываются только в параллельных элементах, один из которых отключается. Значения $P_{\text{ср}}$ и $P_{\text{макс}}$ относятся при этом к нагрузке этих элементов.

Снижение расхода на собственные нужды подстанций определяются по отношению к нормативам расхода, рассчитываемым для всех подстанций.

Нормативы при этом должны систематически уточняться, исходя из фактического расхода. В случае, если фактическое значение расхода на собственные нужды подстанции до внедрения мероприятий меньше нормативного значения, эффект от мероприятий определяется по отношению к фактическому значению.

Экономия расхода электроэнергии на собственные нужды обеспечивается рационализацией режимов работы электрообогрева производственного

помещения подстанций обогрева выключателей в ОРУ, оптимизацией режимов работы вентиляторов обдува трансформаторов т.п.

Значительную экономию, в частности, дает установка и ввод в работу автоматики отключения – включения устройства электрообогрева и обдува. Весьма перспективным является оборудование трансформаторов и автотрансформаторов подстанций установками отбора тепла для теплоснабжения зданий управления подстанций и жилых помещений обслуживающего персонала.

Планируемое снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции определяется, исходя из опыта прошлых лет и предполагаемого объема мероприятий по экономии расхода электроэнергии на собственные нужды на планируемый период.

Ввод в работу неиспользуемых средств автоматического регулирования напряжения (АРН) выполняется на подстанциях, где установленные на трансформаторах РПН устройства автоматического регулирования напряжения по каким-либо причинам переведены в режим дистанционного управления.

Основной эффект от внедрения мероприятия достигается за счет повышения возможности регулирования напряжения.

Снижение потерь электроэнергии определяется разницей значений, рассчитанных по формуле (83), полученных соответственно до и после выполнения мероприятия.

Поскольку основная нагрузка двигательного характера, то на всех подстанциях введена в работу АРПН. Выводится она только на время переключений, ремонтов, а также при температуре воздуха ниже -25°C .

Снижение годовых технических потерь электроэнергии от внедрения мероприятий, связанных со строительством, реконструкцией и развитием электрических сетей, вводом в работу энергосберегающего оборудования, в общем случае определяется по формуле:

$$\delta W_{PP} = K_0 \cdot \delta W, \quad (93)$$

где K_0 – коэффициент, принимаемый равным 1, если значения расчетных потерь определялись при оптимальных режимах работы сети и равным 0,9, если значения потерь рассчитывались без предварительной оптимизации режимов;

δW – изменение технических потерь электроэнергии от внедрения мероприятий, определяемое по формуле (83).

Важнейшим мероприятием по уменьшению потерь мощности в распределительных сетях является компенсация реактивной мощности.

Для элемента сети «рисунок 5» потери мощности равны:

$$\Delta P = \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_{НОМ}^2} r \quad (94)$$

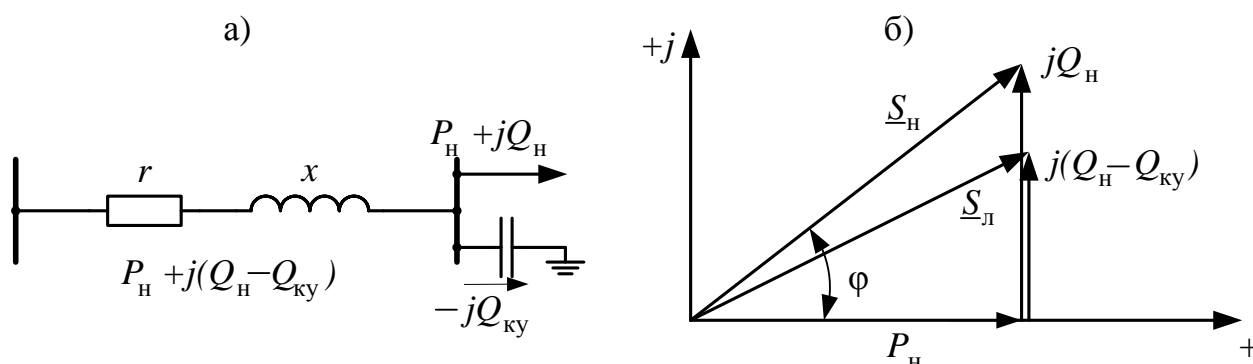


Рисунок 5 – Компенсация реактивной мощности: схема замещения линии – а, векторная диаграмма – б

После установки компенсирующих устройств (КУ) линия разгружается по реактивной мощности и потери уменьшаются:

$$\Delta P = \frac{P_H^2 + (Q_H - Q_{кy})^2}{U_{НОМ}^2} r \quad (95)$$

Из векторной диаграммы «рисунок 5 б» видно, что с компенсацией реактивной мощности снижается и $\text{tg}\varphi$ нагрузки, $\text{tg}\varphi = Q/P$ – показатель, которым удобно оперировать, анализируя величину реактивной мощности потребителя. Для понижения $\text{tg}\varphi$ необходимо в первую очередь применять организационные мероприятия: увеличивать загрузку оборудования, особенно асинхронных двигателей; по возможности устанавливать высокоскоростные асинхронные двигатели; использовать синхронные двигатели, установленные по технологическим требованиям, для регулирования реактивной мощности.

Если организационных мероприятий недостаточно, подключают устройства, генерирующие и регулирующие реактивную мощность. Понижение $\text{tg}\varphi$ в распределительных сетях уменьшит перетоки реактивной мощности и в питающих сетях энергосистемы. Если энергосистема все же остается дефицитной по реактивной мощности, то целесообразна установка на отдельных подстанциях компенсирующих устройств: синхронных компенсаторов, статических источников реактивной мощности, батарей конденсаторов.

Снижение потерь электроэнергии при установке и (или) вводе в работу устройств компенсации реактивной мощности в электрических сетях, определяемое по формуле (96), должно быть уменьшено на потери в компенсирующих устройствах, определяемые для батарей конденсаторов по формуле:

$$\Delta W_{\text{КУ}} = \text{tg}\delta \cdot Q_{\text{КУ}} \cdot T, \quad (96)$$

где $\text{tg}\delta$ – относительные потери в конденсаторах, принимаемые в соответствии с паспортными данными оборудования. При отсутствии информации о паспортных потерях мощности, их величина принимается равной 0,002 кВт/квар для батарей конденсаторов, и 0,004 кВт/квар для СТК;

$Q_{КУ}$ – мощность компенсирующего устройства, квар.

Для ориентировочной оценки снижения потерь электроэнергии от установки и ввода в работу устройства компенсации в разомкнутой электрической сети можно воспользоваться формулой:

$$\delta W = \frac{2Q_{КУ}Q_{\Pi} - Q_{КУ}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ЭК} \cdot \tau \cdot K_{\Pi} - \Delta W_{КУ}, \quad (97)$$

где Q_{Π} – реактивная мощность суммарной нагрузки электрической сети;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение сети;

$R_{ЭК}$ – эквивалентное по потерям мощности сопротивление сети;

τ – время наибольших потерь, ч.

При отсутствии проектных расчетов планируемое снижение потерь электроэнергии при установке батарей статических конденсаторов определяется по нормам, приведенным в таблице (19). Нормы, приведенные в первых двух строках таблицы, распространяются лишь на городские и сельские электрические сети, находящиеся на балансе РСК.

Таблица -19

Название сети	Номинальное напряжение подстанции, на которой установлена БК, кВ	Средний удельный эффект от установки БК (тыс.кВт·ч/Мвар) при номинальном напряжении подстанции, кВ		
		35/6-10	110/6-10	220/6-10
Городская	0,38	330	310	230
Сельская	0,38	480	450	375
Любого назначения	6-20	190	160	60

Средний норматив снижения потерь электроэнергии при установке батарей конденсаторов в электрических сетях энергосистем равен 130 тыс.кВт·ч/Мвар·год, в электрических сетях потребителей – 200 тыс.кВт·ч/Мвар·год, при установке синхронных компенсаторов – 100 тыс.кВт·ч/МВА год.

Данное мероприятие широко используется на подстанциях потребителей нефтедобычи, где в ЗРУ-6 кВ устанавливаются БСК. По сети 110 кВ БСК-52 Мвар установлены на ПС 220/110 кВ «Картопья», а также на ПС 110 кВ «Вандмтор» (НП «Энергокомплекс») установлено устройство регулирования напряжения (УРН), состоящим из двух БСК по 25 МВАр и УШР-25 Мвар.

Замена проводов существующих сечений проводами больших сечений в сетях 6-10 кВ, как правило, эффективна, если максимальные токовые нагрузки этих проводов больше значений, указанных в таблице (20).

Таблица -20

Существующие сечения проводов, мм ²	19,6	25	16	25	35	50	70
	Стальные		Алюминиевые и сталеалюминиевые				
Токовые нагрузки проводов, А	13	30	50	70	100	135	210

При приближенной оценке целесообразности замены проводов на ВЛ-380 В можно руководствоваться экономическими интервалами нагрузок, приведенными в таблице (21).

Таблица -21

Марка и сечение провода, мм ²	A-16+A-16	2xA-16+A-16	3xA-16+A-16	3xA-25+A-25	3xA-50+A-50
Экономические интервалы нагрузок для ВЛ 380 сельскохозяйственного назначения, А	0-5	5-9	9-20	20-40	40

Как правило, сечение провода на перегруженной линии следует изменять на другое, превышающее существующее на две ступени (А-16 на А-35, А-35 – на А-70 и т.д.).

При отсутствии проектных расчетов планируемое снижение потерь в сетях 380 В и 6-10 кВ определяется по усредненным средним нормам, приведенным в таблице, а в сетях более высокого напряжения – по формуле (94).

Замена перегруженных или ввод в работу дополнительных разгрузочных трансформаторов на подстанции производится, если коэффициент загрузки трансформаторов больше верхнего предела экономически целесообразной загрузки:

$$K_{3l} > K_{3l}^B, \quad (98)$$

Верхний предел загрузки K_{3l}^B определяется по формуле:

$$K_{3l}^B = \sqrt{\frac{(P_{xl+1} - P_{xl}) \cdot T \cdot P + (r_a + r) \cdot K_{\text{зам}}}{(P_{kl} - K_{\text{ВТ}}^2 \cdot P_{kl+1}) \cdot \tau \cdot P}}, \quad (99)$$

где P_x , P_k – паспортные значения потерь соответственно холостого хода и короткого замыкания, кВт. P_{xl} и P_{kl} для группы трансформаторов являются суммарными потерями холостого хода и нагрузочными потерями всех трансформаторов, установленных до ввода дополнительного трансформатора. P_{xl+1} и P_{kl+1} – потери холостого хода и нагрузочные потери всех трансформаторов после ввода дополнительного трансформатора;

P – тариф на покупку электроэнергии в целях компенсации потерь;

$K_{\text{ВТ}}$ – отношение номинальных мощностей S_{Hl} / S_{Hl+1} ;

r – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, определяется исходя из принятых в компании норм окупаемости инвестиционных проектов, может быть принят равным 0,15;

$K_{\text{зам}}$ – стоимость замены трансформаторов;

τ – время наибольших потерь, ч;

r_a – норма отчислений от капиталовложений на амортизацию, ремонт и обслуживание;

T – число часов работы трансформатора за расчетный период.

При добавлении дополнительного трансформатора значения P_{xl} и P_{kl} являются суммарными для всех трансформаторов, установленных до ввода дополнительного, а P_{xl+1} и P_{kl+1} – то же после его ввода.

В результате замены перегруженного трансформатора или установки дополнительного происходит снижение нагрузочных потерь:

$$\delta W_K = (P_{kl} - K_{\text{ВТ}}^2 \cdot P_{kl+1}) \cdot \tau \cdot K_{3l}^2 \quad (100)$$

и увеличение потерь холостого хода:

$$\delta W_X = (P_{xl+1} - P_{xl}) \cdot T, \quad (101)$$

где T – продолжительность работы трансформатора, ч;

τ – время наибольших потерь, ч.

Суммарное снижение потерь электроэнергии составляет:

$$\delta W = \delta W_K - \delta W_X, \quad (102)$$

При отсутствии проектных расчетов планируемое снижение потерь от внедрения на подстанциях 6-10-110 кВ допускается рассчитывать ориентировочно по усредненным нормам, приведенным в таблице 43.

Замена недогруженного трансформатора трансформатором меньшей мощности производится, если прогнозируемый на 4-5 лет коэффициент его загрузки в режиме наибольших нагрузок меньше нижнего предела экономически целесообразных загрузок, а установка трансформатора меньшей мощности не приводит к его перегрузке в нормальном (для двухтрансформаторных подстанций и более – и в аварийном) режиме.

Первое условие записывается в виде:

$$K_{3l} < K_{3l}^{\text{H}}, \quad (103)$$

а второе:

$$K_{\text{НТ}} \cdot K_{3l} < K_{\text{СПИЛ-1}}, \quad (104)$$

где K_3 , K_3^H – соответственно фактический и экономический целесообразный коэффициенты загрузки заменяемого трансформатора;

K_{HT} – отношение номинальных мощностей трансформаторов;

$K_{СП}$ – коэффициент допустимых систематических перегрузок трансформатора, определяемый в соответствии с паспортными данными исследуемых трансформаторов и внутренними нормативными документами организации;

Индекс l относится к заменяемому трансформатору, а $L-1$ – к заменяющему меньшей мощности.

Нижний предел экономически целесообразного коэффициента загрузки трансформатора при наличии в обменном фонде достаточного количества трансформаторов данной мощности определяется из условия минимум затрат на потери электроэнергии по формуле:

$$K_{3l}^H = \sqrt{\frac{(P_{xl} - P_{xl-1}) \cdot T \cdot P + (P_{\Sigma} + r) \cdot K_{зам}}{(K_{BT}^2 \cdot P_{kl-1} - P_{kl}) \cdot \tau \cdot P}} \quad (105)$$

В этом случае: $K_{3l}^H = K_{3l}^{HP}$.

При недостатке трансформаторов данной мощности для замены недогруженных или перегруженных трансформаторов нижний предел экономически целесообразного коэффициента загрузки должен быть увеличен:

$$K_{3l}^H = 1,1 \cdot K_{3l}^{HP}$$

При замене недогруженных трансформаторов снижаются потери электроэнергии холостого хода:

$$\delta W_X = (P_{xl} - P_{xl-1}) \cdot T, \quad (106)$$

и увеличиваются нагрузочные потери:

$$\delta W_K = \left(K_{HT}^2 \cdot P_{kl-1} \right) \cdot \tau \cdot K_{3l}^2 \quad (107)$$

Суммарное снижение потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$\delta W = \delta W_X - \delta W_K \quad (108)$$

Перевод сети на более высокий уровень напряжения:

Эффект мероприятия достигается за счет повышения питающего напряжения сети и, как следствие, снижение нагрузочных токов. При этом следует учесть, что наряду со снижением потерь электроэнергии непосредственно в линии электропередачи происходит изменение потерь электроэнергии в питающем силовом трансформаторе. Учитывая вышесказанное эффект мероприятия составит:

$$\Delta W_{номU} = \Delta W_{лин} + \Delta W_{тр}, \quad (109)$$

Расчет эффекта от внедрения мероприятия рассчитывается следующим образом

$$\Delta W_{лин} = \frac{W_{акт}^2}{(U_{л2}^2 - U_{л1}^2) T_P \cos^2 \varphi} R_{л} k_{ф}^2 \cdot 10^{-6}, \quad (110)$$

где $U_{л1}, U_{л2}$ – напряжения питающей линии (линейное) до проведения мероприятия и после соответственно, В;

$W_{акт}$ – расход электроэнергии по активным счетчикам, кВт·ч;

$\cos \varphi$ – коэффициент активной мощности, равный $\cos \varphi = P/S$,

где P – активная мощность нагрузки трансформатора, кВт;

S – полная мощность нагрузки трансформатора, кВА.

T_P – продолжительность расчетного периода, час;

$k_{ф}$ – коэффициент формы графика;

$R_{\text{л}}$ – сопротивление линии, Ом, определяемое по формуле:

$$R_{\text{л}} = \frac{\rho_{\text{л}} \cdot L_{\text{л}}}{F}, \quad (111)$$

где $\rho_{\text{л}}$ – удельное сопротивление материала провода, Ом мм²/км;

$L_{\text{л}}$ – протяженность проводника линии, км;

F – сечение питающей линии, мм².

При переводе на более высокое напряжение трансформаторов, как правило, увеличиваются потери холостого хода, а нагрузочные снижаются.

$$\Delta W_{\text{тр}} = (\Delta P_{\text{к1}} k_{\text{заг1}}^2 - \Delta P_{\text{к2}} k_{\text{заг2}}^2) \cdot \tau + (\Delta P_{\text{х1}} \frac{U_{\text{ср1}}^2}{U_{\text{н1}}^2} - \Delta P_{\text{х2}} \frac{U_{\text{ср2}}^2}{U_{\text{н2}}^2}) \cdot T_{\text{р}}, \quad (112)$$

где $\Delta P_{\text{к1}}$, $\Delta P_{\text{к2}}$ – потери мощности короткого замыкания в трансформаторе до мероприятия и после, соответственно. Принимаются согласно паспортных данных трансформатора, кВт;

$\Delta P_{\text{х1}}$, $\Delta P_{\text{х2}}$ – потери мощности холостого хода в трансформаторе до мероприятия и после, соответственно. Принимаются согласно паспортных данных трансформатора, кВт;

$k_{\text{заг}}$ – коэффициент загрузки трансформатора

$$k_{\text{заг}} = \frac{P_{\text{акт}}}{S_{\text{н}} \cos \varphi}, \quad (113)$$

где $P_{\text{акт}}$ – активная мощность электроэнергии в часы максимальных нагрузок, кВт;

$S_{\text{н}}$ – номинальная мощность трансформатора (паспортные данные), кВА;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности, о.е.

$$\Delta W_{\text{ном}U}^2 = S_{\text{макс}}^2 (\Delta P_{\text{к1}} \frac{1}{S_{\text{н1}}^2} - \Delta P_{\text{к2}} \frac{1}{S_{\text{н2}}^2}) \cdot \tau + (\Delta P_{\text{х1}} \frac{U_{\text{ср1}}^2}{U_{\text{н1}}^2} - \Delta P_{\text{х2}} \frac{U_{\text{ср2}}^2}{U_{\text{н2}}^2}) \cdot T_{\text{р}}, \quad (114)$$

Если $\Delta W_{\text{НОМУ}}^2 < 0$ и $|\Delta W_{\text{НОМУ}}^2| > \Delta W_{\text{НОМУ}}^1$, то проводимое мероприятие нецелесообразно.

При отсутствии проектных расчетов снижение потерь электроэнергии в электрических сетях при их переводе с 6 на 10 кВ и с 35 на 110 кВ допускается определять по усредненным нормам, приведенным в таблице.

Мероприятия по снижению нетехнических потерь электроэнергии:

К основным мероприятиям по снижению нетехнических (коммерческих) потерь электроэнергии относятся:

- проведение рейдов по выявлению безучетного потребления;
- повышение класса точности измерительного комплекса;
- установка учета на границе балансовой принадлежности;
- мероприятия по затруднению осуществления хищений электроэнергии потребителями.

Расчет эффекта от замены перегруженного трансформатора

Схема фидера и параметры оборудования представлены на «рисунке б»

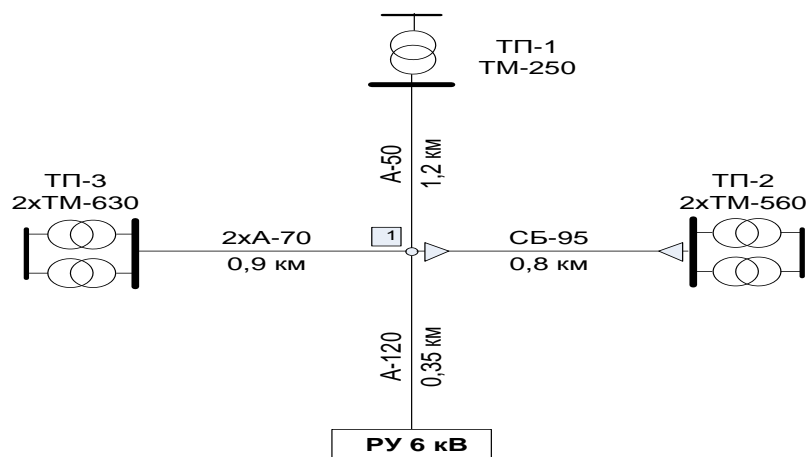


Рисунок б – Нормальная схема фидера 6 кВ

В фактически сложившихся условия для исследуемого года трансформатор ТП-1 оказался загружен на 90% номинальной мощности. Для оценки снижения технических потерь электроэнергии были рассмотрены 2

варианта замены трансформатора на трансформаторы с большей мощностью. Результаты расчетов приведены в таблице (22).

Таблица - 22

Параметр	Исходный режим	Замена ТП-1 на ТМ-320	Замена ТП-1 на ТМ-400	Замена ТП-1 на ТМ-630	Установка второго ТМ 250
Загрузка трансформатора ТП-1	90	70,3	56	35	45
Суммарные потери электроэнергии, тыс. кВт·ч, в том числе:	383,73	395,56	372,08	366,27	373,0
в трансформаторах	236,50	246,74	223,84	218,993	225,84
-нагрузочные	156,25	160,54	141,16	131,76	137,85
-холостого хода	80,24	86,194	82,69	87,23	87,98
в линиях	147,23	148,83	148,23	147,281	147,17

Таким образом, установка трансформатора ТМ-630 вместо имеющегося ТМ -250 приведет к снижению потерь электроэнергии на 4,5% (17,46 тыс. кВт·ч в год). В качестве альтернативного варианта необходимо рассмотреть возможность установки второго трансформатора ТМ-250. В этом случае эффект в виде снижения потерь ниже (2,7% и 10,7 тыс. кВт·ч в год), однако параллельная работа двух трансформаторов существенно увеличивает надежность электроснабжения, второй трансформатор может быть отключен в минимумы нагрузки, не требуется демонтаж и утилизация имеющегося трансформатора.

Расчет эффекта от замены проводов проведем для схемы рисунка 35. В среднем режиме, загрузка первого участка линии выполненного проводом А-50 и длиной 0,35 км составляет 67% от допустимого по нагреву тока.

Определим изменение потерь электроэнергии при увеличении сечения провода этого участка

Таблица - 23

Параметр	Исходный режим	Замена РУ-1 на А-70	Замена РУ-1 А-95	Установка второй цепи на РУ-1
Суммарные потери, тыс. кВт·ч, в том числе	484,12	435,02	402,538	396,6
В трансформаторах	237,26	236,87	236,62	236,39
-нагрузочные	157,785	157,024	156,52	156,07
-холостого хода	79,48	79,85	80,09	80,31
в линиях	246,856	198,14	165,92	160,209
на участке РУ - 1	169,9	90,101	87,45	46,62
Коэффициент загрузки линии	0,67	0,54	0,45	0,34

Как видно из таблицы (23), увеличение сечения до 95 мм² приводит к снижению потерь электроэнергии на 16,8% (81,5 тыс. кВт·ч). Прокладка второй параллельной цепи позволит снизить потери на 18% (87,5 тыс. кВт·ч) и может быть рассмотрена как альтернатива замене провода.

Эффект от установки конденсаторных батарей в точке 1 для схемы, приведенной на «рисунке б».

В исходном режиме с центра питания передается 8125 Мвар·ч реактивной мощности, при потреблении активной – 12017 тыс. кВтч. Рассмотрим эффект от установки КУ (например, батареи конденсаторов) суммарной мощностью 1600 квар на стороне 0,4 кВ ТП-3 Таблица (24).

Таблица 24 – Эффект от установки КУ

Параметр	Исходный режим	КУ 1600 квар на ТП-3
Суммарные потери, тыс. кВт·ч, в том числе	497,1	452,26
в трансформаторах	231,421	217,31
-нагрузочные	148,78	134,52
-холостого хода	82,63	82,78
в линиях	265,68	234,96
Коэффициент загрузки трансформаторов ТП-3	0,6	0,53

Как видно из таблицы 24, уменьшение потока реактивной мощности позволило уменьшить потери электроэнергии в рассматриваемой схеме на 9% (44,84 тыс. кВт·ч/год). Помимо этого в сети уменьшаются потери напряжения, и снижается нагрузка трансформаторов ТП-3, что позволяет увеличить активную присоединенную мощность потребителей без замены трансформаторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе была разработана схема электроснабжения подстанции 110/10 кВ «Хвойная». Рассчитаны нагрузки, выбрано основное электрооборудование. Для расчетов использовались современные методы, позволяющие повысить надежность и снизить потери электроэнергии в сетях. Все выбранное оборудование проверено на динамическую и термическую стойкость.

В разделе релейной защиты произведен расчет уставок и выбраны современные микропроцессорные блоки, имеющие значительные преимущества при использовании.

Рассмотрены вопросы, относящиеся к обеспечению безопасности работающих на предприятии, экологичности проекта с точки зрения возможного воздействия на окружающую среду, произведены соответствующие расчеты.

В завершающем разделе показана экономическая эффективность проекта, рассчитан срок окупаемости и норма рентабельности. Расчет показал, что проект реконструкции является выгодным и окупаемым.

При проектировании использовались современные методики расчетов, новые материалы, последние технико-экономические решения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Крючков И.П., Неклепаев Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. ЭнергATOMиздат. 1989. 608с.
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. ЭнергATOMиздат, 1987. 648с.
3. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Расчеты. – М.: ЭнергATOMиздат, 1985. 96с.
4. Правила устройств электроустановок. Раздел 1. Раздел 7. – С-Пб.: Изд-во Деан, 2002.-176 с
5. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок: Утв. Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. №328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок». Зарегистрировано в Минюсте РФ 12.12.13 г. Рег.№30593.
6. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98. Под ред. Б.Н. Неклепаева – М.: Изд-во ЭНАС, 2002.-152 с.: ил.
7. Электротехнический справочник: В 3-х т. Т. 2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ.ред. профессоров МЭИ (гл. ред. И.Н. Орлов) и др. – М.: Москва, 2004.-712 с.; ил.
8. Князевский Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий: Учеб. пособие для вузов.-М. Высш. Шк.,2002.-400 с.:ил.
9. Аппарат управления оперативным током ШУОТ-20-220-УХЛ4. Руководство по эксплуатации. ВИСП.435311.001 РЭ.
10. С. Т. Усатенко, Т.К. Каченюк, М.В. Терехова. Выполнение электрических схем по ЕСКД: Справочник.-М.: Издательство стандартов, 2004.-325 с.

11. Александров В.А., Кузьмина К.К. Электрические чертежи и схемы. – М.: Энергоатомиздат, 1989. 100с.
12. Справочник по электрическим аппаратам высокого напряжения. Адоньев Н.М., Афанасьев В.В., Бортник И.М. и др. – Л.: Энергоатомиздат, Ленинград.отделение. 1987. 544с.
13. Государственные элементные сметные нормы на пусконаладочные работы. ГЭСНп 81-04-01-2001. Электротехнические устройства / Госстрой России / Москва, 2004. – 76 с.
14. Н.В. Буслова, В.Н. Винославский, Г.И. Денисенко, В.С. Перхач. Электрические системы и сети.-Киев: 1986-584с.
15. Тиходеев Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. - 2-е изд. С-Петербург: ПэиПК Минтопэнерго РФ, 1999
16. Червяков Д.М., Лысова О.А., Панфилов Г.А. Дипломное Проектирование: Учебное пособие.-Тюмень: ТюмГНГУ, 1999.-93 с.
17. Шабад М.А. Трансформаторы тока в схемах релейной защиты.с-Петербург.: Петербургский Энергетический Институт, 2002.-64 с.
18. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Электроснабжение.- М.: Энергоатомиздат, под общ.ред. А.А. Федорова, 1986.-568 с.
19. Методические указания к оценке экономической эффективности автоматизированных систем в курсовом и дипломном проектировании для студентов специальности АСОиУ, АТП, УИТС дневного и заочного обучения. – Тюмень, ТюмГНГУ, 2003.