

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Варенга-Яха»

Обучающийся

Д.С. Двойников

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.И. Платов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Аннотация

В работе рассматриваются вопросы реконструкции существующей подстанции 110/35/10 кВ «Варенга-Яха». Необходимость реконструкции системы электроснабжения вызвана моральным и физическим устареванием и износом электрооборудования.

Ключевые слова: электроснабжения, подстанция, реконструкция, релейная защита, молниезащита.

В разделе 1 на основании графиков электрических нагрузок подстанции производится выбор силовых трансформаторов, схемы главных электрических соединений, электрических и коммутационных аппаратов.

В разделе 2 выполнен расчет релейной защиты для защиты проектируемого оборудования от ненормальных и аварийных режимов работы.

В разделе 3 дана оценка безопасности и экологичности проекта, выполнен расчет молниезащиты.

В разделе 4 проведена оценка инвестиций с точки зрения их эффективности.

Содержание

Введение.....	4
1. Электрическая часть ПС.....	6
1.1 Перечень работ	6
1.2 Графики электрических нагрузок ПС	6
1.3 Выбор типа, количества, мощности трансформаторов на ПС.....	10
1.4 Схемы соединений электрической части ПС	22
1.5 Расчет токов короткого замыкания	23
1.6 Выбор электрооборудования ПС	25
1.7 Измерения, учёт и автоматизация.....	41
1.8 Расчет заземления	42
2. Устройства релейной защиты.....	48
2.1 Защита трех обмоточного трансформатора Сириус-Т	48
2.2 Резервная защита трансформатора Сириус МТЗ. Максимальная токовая защита.....	55
2.3 Защита от однофазных замыканий	57
2.4 Газовая защита.....	59
2.5 Защита кабельных линий к ЦТП и цехового трансформатора типа Сириус -2Л	59
2.6 Защита цехового трансформатора от перегрузки и однофазных КЗ по стороне низкого напряжения.....	62
2.7 Ввод резерва 0,4 кВ в автоматическом режиме.....	64
3. Безопасность и экология.....	65
3.1 Идентификация вредных и опасных факторов для электрической ПС ...	65
3.2 Мероприятия для создания безопасных условий труда	65
3.3 Обеспечение безопасности при чрезвычайных ситуациях.....	69
3.4 Мероприятия по охране окружающей среды	73
4. Техничко-экономическое обоснование проектирования.....	74
Заключение.....	80
Список используемых источников	81

Введение

В связи с нестабильной экономической ситуацией вопрос оптимизации расходных материалов на балансе любого промышленного предприятия становится все более острым, чем когда-либо.

Для промышленных предприятий с энергоемким производством характерны следующие затраты:

- потеря электроэнергии (коммерческая и техническая),
- расходы, связанные с эксплуатацией электрооборудования (фонд заработной платы, запасные части и материалы, техническое обслуживание машин, программы эксплуатационного обслуживания),
- неявные виды расходов, возникающие при низком энергетическом воздействии используемого электрооборудования (низкая эффективность),

В дополнение к увеличению расходов предприятий, которые следуют за общим ростом цен в экономике страны, видно, что нет инвестиций в электросети и наблюдается высокий физический и моральный износ существующего оборудования.

Сочетание всех этих факторов приводит к тому, что технологически становится все труднее обеспечивать надежное, бесперебойное и качественное электроснабжение.

Поэтому о реконструкции существующей системы электроснабжения предприятия становится актуальным. Замена источников света повысит эффективность затрат на освещение, модернизация защитных устройств и автоматизаций обеспечит надежное и качественное электроснабжение.

Замена устаревшего коммутационного и распределительного оборудования, переоборудование кабельных линий уменьшат количество неисправностей и технологических нарушений, что в конечном итоге скажется на снижении процента отказов и брака продукции в целом.

Предполагается, что комплексный подход к реконструкции электрической системы поможет снизить долю затрат на электроэнергию и

связанных с ней затрат, что в целом снизит себестоимость продукции и повысит рентабельность бизнеса.

В выпускной квалификационной работе будут рассмотрены вопросы реконструкции электрической части ПС 110/35/10 Варенга-Яха, которая снабжает электроэнергией предприятия и бытовую нагрузку г. Новый Уренгой.

Подстанция ПС №110/35/10 кВ Варенга-Яха территориально расположена в г. Новый Уренгой Ямало-Ненецкого АО. Обслуживанием и эксплуатацией данной подстанции занимается подразделение АО Россети Тюмень Северные электрические сети. Подстанция ПС №110/35/10 кВ «Варенга-Яха» начала эксплуатироваться в 1981 году. Данная подстанция является отпаечной подстанцией.

Со стороны 110 кВ подстанция имеет связь посредством двухцепной воздушной линии ВЛ 110 кВ Новоуренгойская – Варенга-Яха и Уренгой – Варенга-Яха. Схема РУ-110 кВ состоит из двух блоков, которые снабжены выключателями и перемычкой, которая осуществляет коммутацию со стороны линии в неавтоматическом режиме.

Со стороны 35 кВ связь с другими подстанциями отсутствует.

Со стороны 10 кВ имеется 15 ячеек отходящих фидеров (7 на 1 с.ш., 8 на 2 с.ш.)

Окружающая среда в данном районе — нормальная, по климатическому типополнению соответствует оборудованию с индексом Х. РУ 110 кВ и 35 кВ выполнены в закрытом исполнении. РУ 10 кВ исполнено в комплектном варианте.

По данным геологов грунт является суглинком. Умеренно-континентальный климат, продолжительность гроз колеблется от 20 часов до 40.

1. Электрическая часть ПС

1.1 Перечень работ

Проектом предусматривается следующее [8]

Для того, чтобы подключить трансформаторы по высокой стороне 110 кВ, необходимо дополнительно произвести монтаж двух ячеек, эти ячейки необходимо укомплектовать трехполюсными разъединителями и элегазовыми выключателями. Ещё необходимо произвести монтаж приборов учёта электрической энергии, при этом нужно использовать систему АСКУЭ.

В ЗРУ-110 кВ на присоединениях Т-1 и Т-2 заменить блоки ОД-110 кВ на элегазовые выключатели. Разрядники нужно заменить на ОПН.

Строительство ЗРУ-35 кВ с элегазовыми выключателями, и разъединителями.

Оборудование КРУН-10 кВ заменить на сборные камеры с односторонним обслуживанием в модульном здании КРУН-10 кВ.

1.2 Графики электрических нагрузок ПС

Графики электрических нагрузок подстанции представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Электрические нагрузки

Часы	0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
сторона 10 кВ												
P, МВт	2,835	2,68	2,77	2,895	4,07	3,925	3,445	3,54	3,69	3,625	3,35	3,22
Q, Мвар	0,91	0,82	0,87	0,94	1,21	1,19	1,11	1,11	1,09	1,09	1,1	1,1
S, МВА	3,01	2,81	2,92	3,02	4,22	4,13	3,62	3,71	3,82	3,81	3,52	3,43
сторона 35 кВ												
P, МВт	9,42	8,864	8,663	8,914	10,803	10,576	9,142	9,443	10,192	11,356	10,521	9,914
Q, МВАр	3,2	3,1	3,0	3,0	3,7	3,6	3,1	3,19	3,5	3,8	3,6	3,4

Продолжение таблицы 1

Сторона 110 кВ												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
S, МВА	9,91	9,42	9,25	9,43	11,21	11,21	9,83	9,91	10,87	12,1	11,12	10,48
P, МВт	12,23	11,54	11,43	11,83	14,87	14,59	12,59	12,97	13,89	14,97	13,86	13,13
Q, МВАр	4,11	3,95	3,83	3,91	4,93	4,75	4,17	4,25	4,51	4,95	4,61	4,32
S, МВА	12,92	12,26	12,18	12,43	13,77	13,33	13,21	13,75	13,68	13,82	13,68	13,42

По данным таблицы строятся графики мощности на низкой и средней стороне, которые показаны на рисунках 1 и 2. График для высокой стороны, изображенный на рисунке 3, равен сумме двух вышеназванных.

Исходя из суточных графиков рассчитан годовой график нагрузки, приведенный на рисунке 4..

Произведём расчёт времени максимальной нагрузки в году (нагрузка активная):

$$T_{\max} = \frac{\sum(P_i \cdot t_i)}{P_{\max}} \quad (1)$$

$$T_{\max} = 7690,34 \text{ ч.}$$

Произведём расчёт времени наибольших потерь:

$$T_{\max} = \frac{\sum(P_i^2 \cdot t_i)}{P_{\max}^2} \quad (2)$$

$$T_{\max} = 6808,77 \text{ ч.}$$

Коэффициент годового графика:

$$K_{\text{зап}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}} \quad (3)$$

$$K_{\text{зап}} = \frac{13,85}{15} = 0,92$$

Получается, что неравномерность нагрузки достаточно высока.

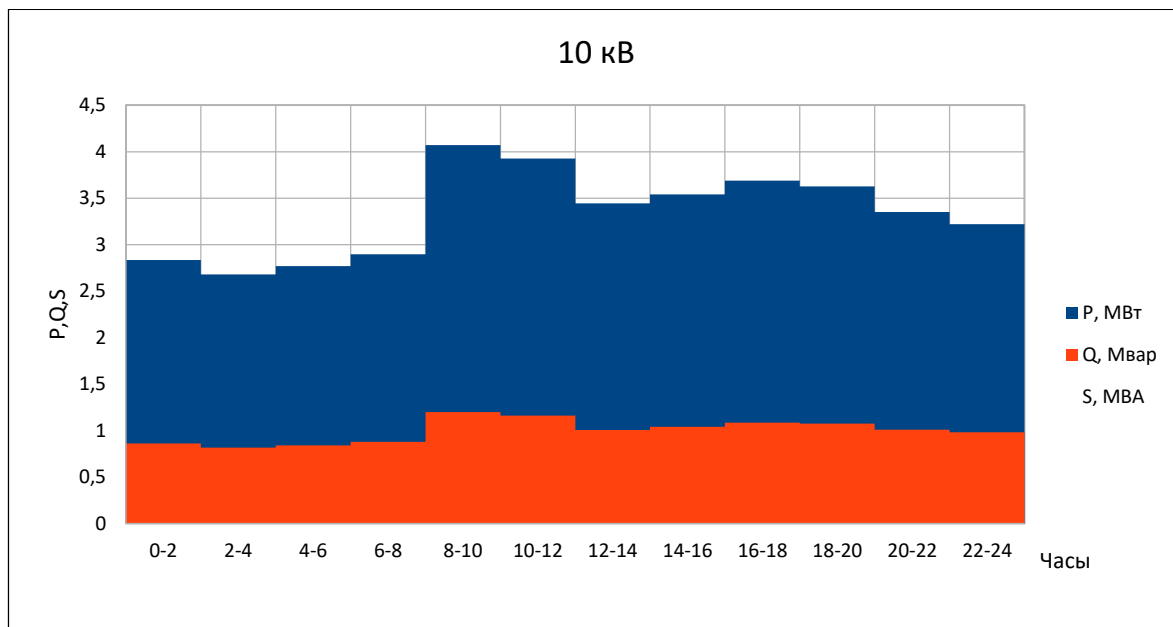


Рисунок 1 - График электрических нагрузок на стороне 10 кВ

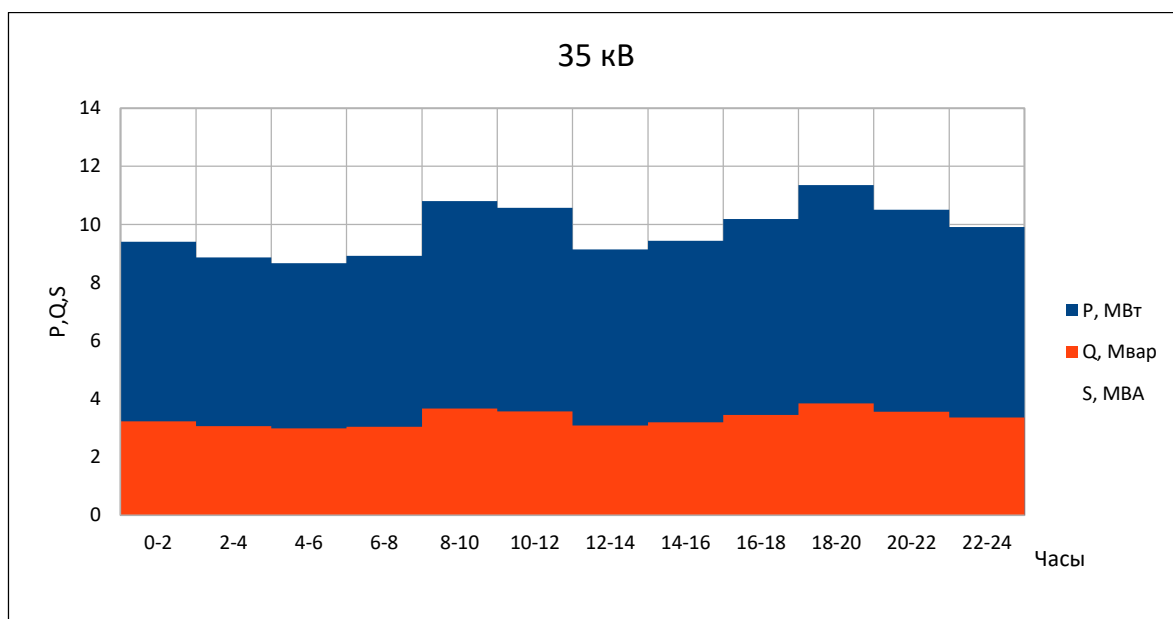


Рисунок 2 - График электрических нагрузок на стороне 35 кВ

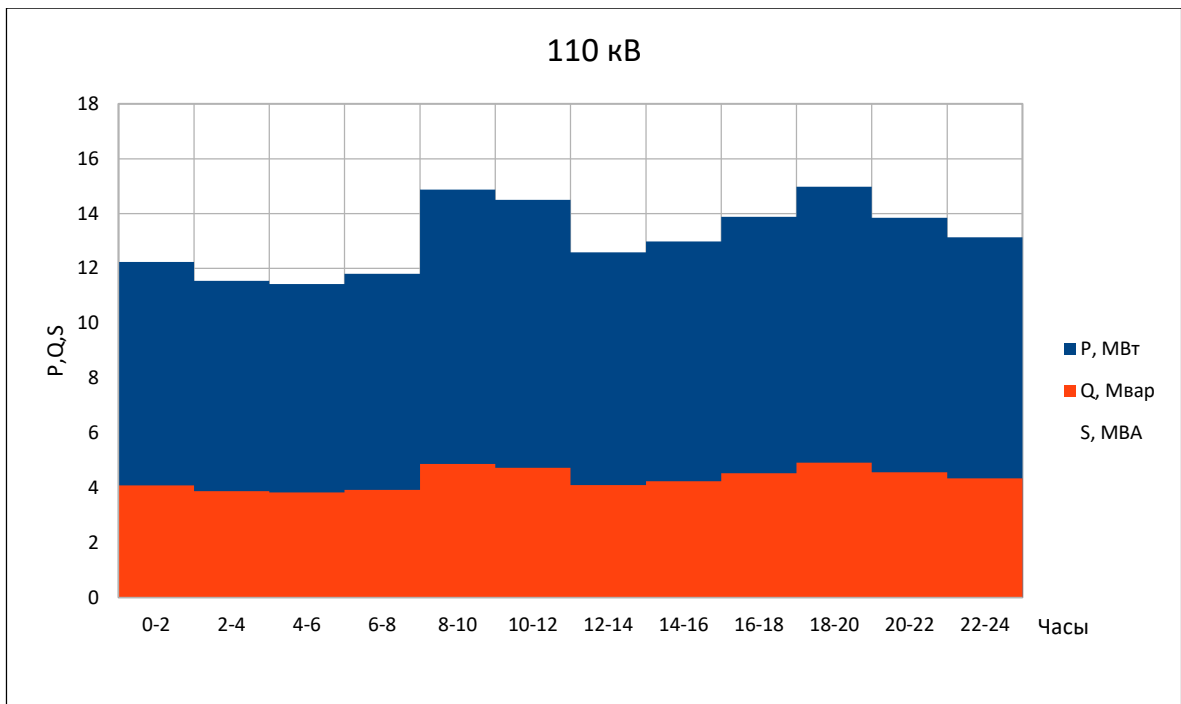


Рисунок 3 - График электрических нагрузок на стороне 110 кВ

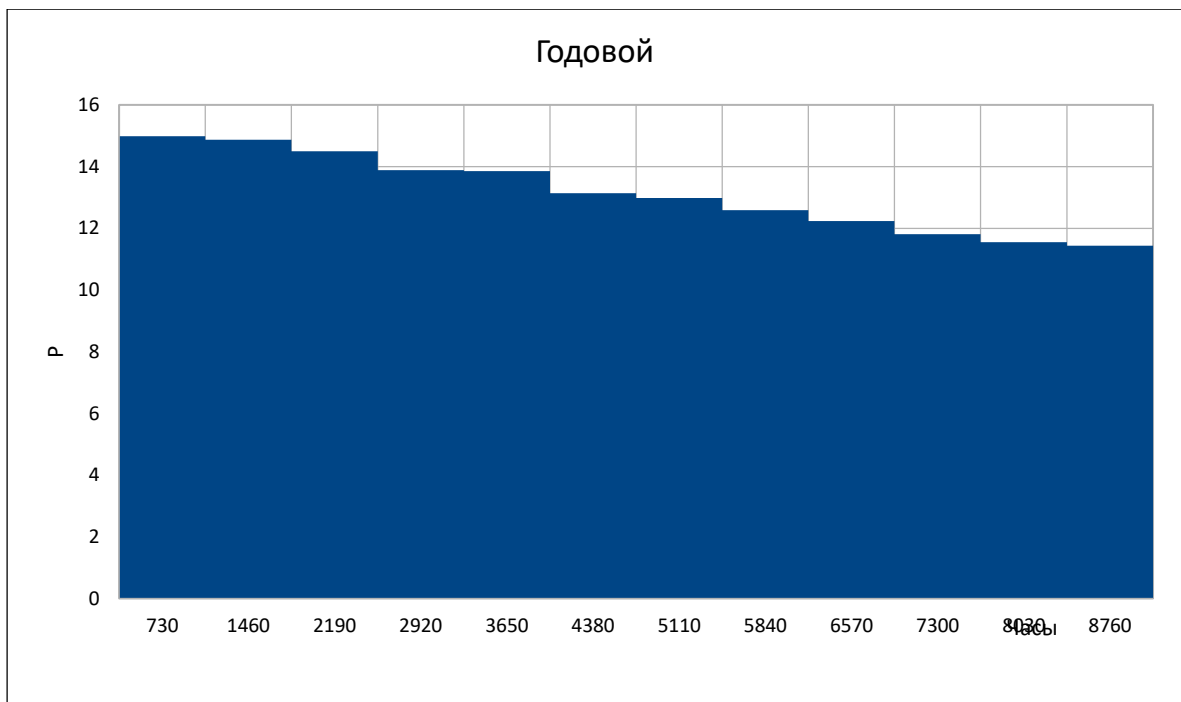


Рисунок 4 - График активной нагрузки за год

Значения мощности на фидерах 35 кВ и 10 кВ приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Нагрузка на фидерах 35 кВ и 10 кВ

Присоединение	S, МВА
ВЛ 110 кВ Новый Уренгой – Варенга-Яха	8,4
ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха	7,4
ВЛ 35 кВ Варенга-Яха - Опорная	2,7
ВЛ 35 кВ Варенга-Яха – ГПП №9	3,1
ВЛ 35 кВ Варенга-Яха - Холод	2
КЛ №27	0,3
КЛ №25	0,5
КЛ №21	0,2
КЛ №19	0,8
КЛ №13	0,1
КЛ №11	0,6
КЛ №07	0,4
КЛ №03	0,4
КЛ №04	0,9
КЛ №10	0,8
КЛ №12	0,6
КЛ №14	0,7
КЛ №16	1,1
КЛ №18	0,6

1.3 Выбор типа, количества, мощности трансформаторов на ПС

На основании [9] на ПС используется схема работы двух трансформаторов независимо друг от друга.

Для того, чтоб произвести расчёт систематическую перегрузку в допустимых пределах нужно заданный график переделать в двухступенчатый график, равносильный заданному.

Основываясь на численных значениях мощности на стороне 110 кВ $S_{\max 110} = 4,2$ МВА предварительно рассмотрим два возможных варианта:

В первом варианте рассмотрим два трансформатора, имеющих мощность $S_{\text{номт}} = 10$ МВА;

Во втором варианте рассмотрим два трансформатора, имеющих мощность $S_{\text{номт}} = 6,3$ МВА.

Трансформаторы имеют дутьевое охлаждение (OF).

1.3.1 Расчёт допустимой перегрузки трансформаторов мощностью 10 МВА

Рассчитаем допустимую аварийную перегрузку при помощи упрощённого метода расчёта, который предполагает, что перед аварийной ситуацией нагрузка на трансформаторы была меньше 0,8 от номинала. [3]

Исходя из того, что у трансформатора дутьевое охлаждение, температуры воздуха — 0° Цельсия, определяем какая перегрузка по мощности будет допустимой для после того, как закончится аварийный режим. Для четырёх часов после аварийного режима перегрузка будет составлять 1,4 от номинала. Реальная загрузка будет:

$$K_3 = \frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{номтр}}} \quad (4)$$

$$K_3 = \frac{13,8}{10} = 1,38 < 1,4$$

Поэтому аварийная перегрузка будет допустимой.

Исходя из этого применяем трансформатор ТДТН-10000/110/35, который имеет характеристики, приведенные в таблице 3 [20]:

Таблица 3 - Технические характеристики ТДТН-16000/110/35

S _н	U _н обмоток			U _к			ΔP _к	ΔP _х	I _х	R _т			X _т			ΔQ _х
	ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
МВА	кВ	кВ	кВ	%	%	%	кВт	кВ	%	Ом	Ом	Ом	Ом	Ом	Ом	квар
10	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1	2,6	2,6	2,6	88,9	0	52	160

1.3.2 Проверка на перегрузку трансформатора 6,3 МВА

При работе двух трансформаторов мощностью 6,3 МВА в номинальном режиме, они работают с перегрузкой [21]. Проверим их работу по допустимости перегрузки в номинальном режиме. Для этого произведём построение эквивалентного двухступенчатого графика нагрузок. Он показан на рисунке 5 и имеет один двухчасовой пик 15,8 МВА.



Рисунок 5 - Эквивалентный график нагрузки трансформаторов

Мощность начальной нагрузки:

$$S_1 = \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot \Delta t_1 + S_2^2 \cdot \Delta t_2 + S_m^2 \cdot \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \Delta t_m}} \quad (5)$$

$$S_1 = 12,23 \text{ МВА}$$

Превышение перегрузки:

$$S_2 = \sqrt{\frac{S_1'^2 \cdot \Delta t_1 + S_2'^2 \cdot \Delta t_2 + S_m'^2 \cdot \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \Delta t_m}} \quad (6)$$

$$S_2 = 14,42\text{МВ}$$

Численные значения коэффициентов:

$$K_1 = \frac{S_1}{2 \times S_{\text{трном}}} \quad (7)$$

$$K_1 = \frac{12,23}{12,61} = 0,97$$

$$K'_2 = \frac{S_2}{2 \cdot S_{\text{трном}}} \quad (8)$$

$$K'_2 = \frac{14,42}{12,61} = 1,14$$

Так как:

$$K'_2 < K_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{макс}}}{2 \cdot S_{\text{трном}}} \quad (9)$$

$$K'_2 < 1,22$$

$$\text{то } K_2 = 0,9 \cdot K_{\text{макс}} = 1,13$$

Продолжительность перегрузки составит $h = 18,5$ часов.

Исходя из [3] допустимое время, в которое трансформатор может быть перегружен с дутьевым охлаждением и при температуре воздуха 0° Цельсия составляет одни сутки.

Произведём расчёт допустимой аварийной перегрузки при помощи упрощенного расчета, в котором не будем учитывать предшествующую перегрузку. [3]

Примем во внимание, что трансформаторы имеют дутьевое охлаждение, температура окружающего воздуха — 0° Цельсия, произведём расчёт допустимой перегрузки для режима после аварии. Для одних суток в режиме после аварии кратность перегрузки будет равна 1,4 от номинальной мощности. Реальная загрузка будет равна:

$$K_3 = \frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{номтр}}} \quad (10)$$

$$K_3 = \frac{15,8}{6,3} = 2,51 > 1,4$$

Поэтому аварийная перегрузка не будет допустимой [13].

Для того, чтобы выполнялся допустимый коэффициент загрузки трансформатора, используем графики времени, когда происходит аварийное отключение электроснабжения.

Нагрузки потребителей приведены в таблице 4. В соответствии с требованиями [7], производим вывод о том, что временное отключение потребителей третьей и второй категорий вполне допустимо.

Таблица 4 - Нагрузки потребителей

На стороне 10 кВ, МВА			На стороне 35 кВ, МВА		
Всего	Первая категория	Вторая категория	Всего	Первая категория	Вторая категория
4,77	1,3	2,1	5,1	1	1,5

Для того, чтобы выполнить условия выдержки перегрузки после аварии нужно отключить потребителей таким образом, чтобы $K_3 \leq 1,4$. Таким образом, максимально требуемое отключение мощности:

$$\frac{S_{\text{максдоп}}}{S_{\text{ном}}} = 1,4; \frac{S_{\text{максдоп}}}{10} = 1,4 \rightarrow S_{\text{максдоп}} = 1,4 \cdot 6,3 = 8,82 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{откл}} = S_{\text{макс}} - S_{\text{максдоп}} \quad (11)$$

$$S_{\text{откл}} = 15,8 - 8,82 = 6,38 \text{ МВА}$$

Для того, чтобы выполнить максимально-допустимую мощность 6,38 МВА нужно отключить все потребители третьей категории — 3,97 МВА и отключить потребителей второй категории в количестве 2,41 МВА.

Делаем выбор трансформатора: ТДТН-6300/110/35 с характеристиками, приведенными в таблице 5 [20].

Таблица 5 - Характеристики трансформатора ТДТН-6300/110/35

S _{НОМ}	U _{НОМ} обмоток			U _К			ΔP _К	ΔP _Х	I _Х	R _Т			X _Т			ΔQ _Х
	ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
МВА	кВ	кВ	кВ	%	%	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	Ом	Ом	Ом	Ом	кВАр
6,3	115	38,5	11	10,5	17	6	58	14	1,2	9,7	9,7	9,7	225	0	131	75,6

1.3.3 Мощность трансформатора по технико-экономическому сравнению

Для сравнения трансформаторов, которые различаются по надежности можно применить формулу:

$$Z = P_{\text{нор}} \cdot K + I + U \quad (12)$$

К капитальным затратам можно отнести расходы: покупка, доставка и монтаж. К годовым издержкам по эксплуатации относятся: капитальный ремонт и восстановление; эксплуатация, она включает в себя расходы на зарплату работников, текущий ремонт; цена электроэнергии. К ущербам

относятся потери от того, что электроэнергия было отпущена в меньшем объёме.

Годовые издержки можно определить по формуле:

$$И = И_a + И_{\text{экс}} + И_{\text{п}} \quad (13)$$

где $И_a$ - затраты на капитальный ремонт, их можно рассчитать по формуле:

$$И_a = P_a \cdot K \quad (14)$$

где K – затраты на капитальные вложения;

P_a - амортизационные отчисления;

$И_{\text{экс}}$ - эксплуатационные расходы.

Годовые расходы потерь электроэнергии в трансформаторе:

$$И_{\text{п}} = \left(\frac{S_{\text{макс}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \cdot \tau \cdot P_K \cdot C_{\text{пм}} + t \cdot P_{\text{xx}} \cdot C_{\text{пс}} \right) \cdot 10^{-2} \text{ руб.} \quad (15)$$

где $S_{\text{макс}}$ – величина максимальной мощности нагрузки, кВА;

$S_{\text{НОМ}}$ – величина номинальной мощности трансформатора при номинальной нагрузке, кВА;

P_K – величина потерь в обмотках, кВт;

P_{xx} - потери в стали, кВт; τ - количество часов потерь за год, часы;

t - период работы трансформатора, часы ($t = 8760$ часов);

$C_{\text{пм}}, C_{\text{пс}}$ – количество затрат от потерь в стали и обмотках, копеек/кВт час, которые равны 20 копеек/кВт ч.

Методика, предложенная в (22) позволяет нам произвести расчёт ущерба от перерывов в электроснабжении в течение года.

Сумма капитальных затрат по первому варианту опираясь на данные [14] с применением коэффициентов перевода:

- 3 000 000 рублей - затраты на покупку,
- 300 000 рублей - стоимость доставки,
- 30 000 руб. - стоимость монтажа.

Сумма капитальных затрат по второму варианту опираясь на данные [14] с применением коэффициентов перевода:

- 2 500 000 рублей – стоимость покупки,
- 250 000 руб. - стоимость доставки,
- 25 000 руб. - стоимость монтажа.

Годовые затраты для первого варианта:

$$I_э = \frac{3000000 \cdot 6,3}{100} = 189000$$

$$I_э = \frac{300000 \cdot 2,4}{100} = 72000$$

$$I_{\pi} = \left(\frac{S_{\text{макс}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \cdot \tau \cdot P_K \cdot C_{\text{пм}} + t \cdot P_{\text{хх}} \cdot C_{\text{пс}} \right) \cdot 10^{-2} \quad (16)$$

$$I_{\pi} = \left(\frac{15800^2}{16000^2} \cdot 6808 \cdot 100 \cdot 20 + 8760 \cdot 23 \cdot 20 \right) \cdot 10^{-2} = 173100 \text{ рублей}$$

Годовые затраты для второго варианта:

- 157 500 рублей – затраты на амортизацию,
- 60 000 рублей. – затраты на эксплуатацию,
- 478 400 рублей. – затраты на потери.

По первому варианту ущерб не производится, потому что аварийное отключение потребителей не производится.

По второму варианту величина ущерба.

Потребление электроэнергии за один год:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = P_{\text{макс}} \cdot T_{\text{нб}} = P_{\text{откл}} \cdot T_{\text{нб}} \quad (17)$$

где $P_{\text{откл}}$ — мощность, которая отключается в после аварии, $T_{\text{нб}}$ — время максимальной нагрузки для потребителей электроэнергии, в результате которых производится ограничение.

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = 6380 \cdot 7000 = 44660 \text{ тысяч кВт час}$$

Коэффициент простоя определяется формулой:

$$K_{\text{в}} = \frac{\tau_{\text{тр}}}{\tau_{\text{тр}} + T_{\text{тр}}} \quad (18)$$

где $\tau_{\text{тр}}$ - среднее время, которое требуется на восстановление трансформатора,

$T_{\text{тр}}$ - наработка на отказ.

$$T_{\text{тр}} = \frac{1}{\omega_{\text{тр}}} \quad (19)$$

где $\omega_{\text{тр}}$ - параметр отказов [22].

$$T_{\text{тр}} = \frac{1}{0,014} = 71,43 \frac{1}{\text{год}}$$

$$K_{\text{в}} = \frac{\tau_{\text{тр}}}{\tau_{\text{тр}} + T_{\text{тр}}} \quad (20)$$

$$K_{\text{в}} = \frac{70}{70 + 71,43} = 0,49$$

Недополученная электроэнергия за один год:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}} = \mathcal{E}_{\text{год}} \cdot K_{\text{в}} \quad (21)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}} = 44660 \cdot 0,49 = 21883,4 \text{ кВт час}$$

Ущерб за один год:

$$Y = \Delta \mathcal{E}_{\text{год}} \cdot y_0 \quad (22)$$

где y_0 — ущерб от того, что электроэнергия не отпускалась во время аварийных ситуаций. [19].

$$Y = 21883,4 \cdot 900 = 1969506 \text{ рублей}$$

Все расчеты представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Сравнение обоих вариантов

Расход	Затраты в рублях	
	Первый вариант (2x10)	Второй вариант (2x10)
1. Капитальные вложения		
1.1. Покупка	3 000 000	2 500 000
1.2. Перевоз	300 000	250 000
1.3. Монтаж	30 000	25 000
2. Издержки за год		
2.1. Амортизация	189 000	157 500
2.2. Эксплуатация	72 000	60 000
2.3. Потери	173 100	478 400
3. Перерывы отпуска электроэнергии	-	1 969 506
Итого:	3 764 100	5 440 406

Исходя из таблицы сравнения, можно сделать вывод, что первый вариант наиболее предпочтителен.

На трансформаторе ТДТН-10000/110 находится регулирование напряжения при включённой нагрузке (РПН). Произведём расчёт устройства РПН во время максимального режима. Для этого зададимся величиной напряжения в этом режиме — 114 кВ. Величина мощности на высокой

стороне 110 кВ:

T1: 7,86+j2,96 МВА;

T2: 6,88+j2,73 МВА.

Величина потерь напряжения в первом трансформаторе:

$$\Delta U_{T1} = \frac{P_1 \cdot r_1 + Q_1 \cdot x_1}{U_{ВН}} \quad (23)$$

$$\Delta U_{T1} = \frac{7,86 \cdot 2,6 + 2,96 \cdot 88,9}{114} = 2,49 \text{ кВ}$$

Величина потерь напряжения во втором трансформаторе:

$$\Delta U_{T2} = \frac{P_2 \cdot r_2 + Q_2 \cdot x_2}{U_{ВН}} \quad (24)$$

$$\Delta U_{T2} = \frac{6,88 \cdot 2,6 + 2,96 \cdot 88,9}{114} = 2,47 \text{ кВ}$$

Величина напряжения на шинах ВН ПС:

$$U_{ВН1}' = U_{ВН} - \Delta U_{T1} \quad (25)$$

$$U_{ВН1}' = 114 - 2,49 = 111,51 \text{ кВ}$$

$$U_{ВН2}' = U_{ВН} - \Delta U_{T2} \quad (26)$$

$$U_{ВН2}' = 114 - 2,47 = 111,53 \text{ кВ}$$

Произведём расчёт напряжений ответвлений, которые нужны для потребителей.

$$U_{\text{OTB1}} = \frac{U'_{\text{BH1}} \cdot U_{\text{HH}}}{U_{\text{ж}}} \quad (27)$$

$$U_{\text{OTB1}} = \frac{111,51 \cdot 11}{10,5} = 116,8 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{OTB2}} = \frac{U'_{\text{BH2}} \cdot U_{\text{HH}}}{U_{\text{ж}}} \quad (28)$$

$$U_{\text{OTB2}} = \frac{111,53 \cdot 11}{10,5} = 116,8 \text{ кВ}$$

Номера ответвлений:

$$n_{\text{СТ1}} = \left(\frac{U_{\text{OTB1}}}{U_{\text{BH}}} - 1 \right) / \Delta U_{\text{OTB}} \quad (29)$$

$$n_{\text{СТ1}} = \left(\frac{116,8}{115} - 1 \right) / 0,0178 = 0,88$$

Произведём выбор номеров ответвлений.

Численный коэффициент трансформации:

$$K_{\text{T1}} = K_{\text{T2}} = \frac{U_{\text{BH}}}{U_{\text{HH}}} \cdot (1 \pm n_{\text{СТ}} \cdot \Delta U_{\text{OTB}}) \quad (30)$$

$$K_{\text{T1}} = K_{\text{T2}} = \frac{115}{11} \cdot (1 - 1 \cdot 0,0178) = 10,27$$

Величина напряжения на НН:

$$U_{\text{НН1}} = \frac{U_{\text{ВН1}}}{K_{\text{T1}}} \quad (31)$$

$$U_{\text{НН1}} = \frac{111,51}{10,27} = 10,86 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН2}} = \frac{U_{\text{ВН2}}}{K_{\text{T2}}} \quad (32)$$

$$U_{\text{НН2}} = \frac{111,53}{10,27} = 10,86 \text{ кВ}$$

Величина отклонений напряжения на НН от нормы:

$$\delta U_{1,2} = \frac{U_{\text{НН}} - U_{\text{ж}}}{U_{\text{ж}}} \quad (33)$$

$$\delta U_{1,2} = \frac{10,86 - 10,5}{10,5} = 3,43\%$$

Величина отклонений напряжения на НН от нормы не превышают показателей [2].

1.4 Схемы соединений электрической части ПС

При проектировании ПС воспользуемся типовыми схемами, потому что использование не типовых схем возможно только при наличии технических и экономических обоснований.

Схема ПС должна соответствовать всем требованиям [20]:

- электрические схемы должны полностью соответствовать работе ПС в энергосистеме,

- эксплуатация должна быть удобной,

- должна быть предусмотрена автоматизация,
- надёжность должна быть достаточной и экономически оправданной.

На напряжении 10 кВ, 35 кВ, ссылаясь на [9] должна быть возможность раздельной работы трансформаторов. Секционные выключатели должны иметь устройства для того, чтобы вводить резерв в автоматическом режиме.

Дороги размещаются по кольцу. Радиусы закругления 10 метров, при въезде в ОРУ – 8 метров, а для трейлера до 200 тонн – 15 метров, 300 т – 25 метров.

Ширина ворот для въезда автомобилей на площадку ПС должна быть не менее 4,5 метров.

Автодороги с покрытием должны быть спроектированы, к следующим сооружениям: месту, которое предусмотрено для ревизии трансформаторов, сооружению ЗРУ.

Маслоприемник должен быть больше единичного электрооборудования более 1.5 метра, если масса находится в пределах от 10 до 50 тонн. Объём маслоприёмника рассчитывается на одновременный приём 100 процентов масла.

Допустимое расстояние между местами расположения трансформаторов должно быть не менее 1,25 метров. Территория ОРУ и ПС должна быть ограждена забором высотой 3 метра.

Расстояние от токоведущих частей, а также от незаземлённых частей до внутренних ограждений, которые установлены должны быть более чем 1650 мм для напряжения 110 кВ.

1.5 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ производится при помощи программной платформы «EnergyTKZ».

Ввод проектируемой модели производится при помощи рисования схемы при помощи встроенного редактора.

Во время рисования модели нужно сделать проверку - как связаны сети и узлы напряжения. При этом схема сети разбивается на большое количество подсхем (рисунок 6). Можно также вводить модели в форме абстрактных узлов, без конкретики объектов. Результаты расчетов представлены в таблице 7.

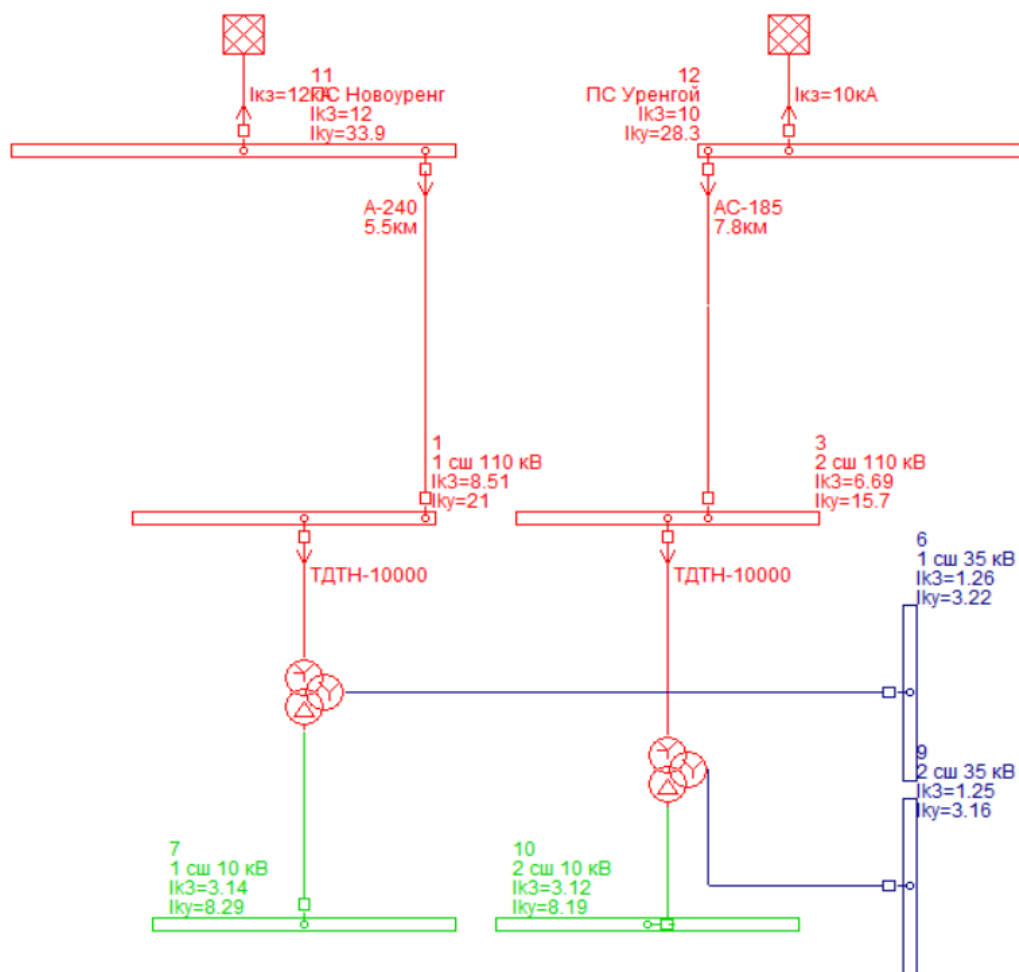


Рисунок 6 - Схема EnergyTKZ для расчета токов КЗ

Таблица 7 - Расчет токов КЗ

Расчетная точка КЗ	$I_k^{(3)}$	$i_{уд}$
СШ 110 кВ	8,51	21
СШ 35 кВ	1,26	3,22
СШ 10 кВ	3,14	8,29

1.6 Выбор электрооборудования ПС

Выбор электрического оборудования производится при помощи метода сравнения. Сравнивать необходимо номинальные параметры с расчетными значениями всех токов и напряжений. Выбор оборудования расположен в таблицах, где указаны номинальные параметры.

1.6.1 Выбор оборудования для напряжения 110 кВ

Допустимым током для длительного режима для выключателей ВЛ№1 будет ток в послеаварийном режиме, когда одна цепь линии отключена и максимальная мощность составит:

$$S_{\max 110} = S_{\max 10} + S_{\max 35} \quad (34)$$

$$S_{\max 110} = 7,4 + 8,4 = 15,8 \text{ МВА}$$

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (35)$$

$$I_{\text{расч}} = \frac{15800}{\sqrt{3} \cdot 110} = 82,93 \text{ А}$$

Длительно-допустимым током для выключателей присоединения ВЛ №2 будет ток в послеаварийном режиме, когда одна цепь линии отключена и максимальная мощность составит:

$$S_{\max \text{транз}} = S_{\max} - S_{\max 110} \quad (36)$$

$$S_{\max \text{транз}} = 22 - 21,2 = 0,8 \text{ МВА}$$

$$I_{\text{расч}} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 110} = 4,2 \text{ А}$$

Интеграл Джоуля для СШ 110 кВ:

$$W_k = I_k^{(3)2} \cdot t_{\text{отклкз}} \quad (37)$$

$$t_{\text{отклкз}} = t_{\text{отклвыкл}} + t_{\text{рз}} \quad (38)$$

$$t_{\text{отклкз}} = 0,055 + 0,15 \approx 0,2 \text{ с}$$

$$W_k = 8,51^2 \cdot 0,2 = 7,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для секционных разъединителей 110 кВ длительно-допустимый ток будет при повреждении наиболее нагруженной линии — №1, при этом через секционный выключатель в максимальном режиме будет протекать мощность 8,4 МВА. Ток при этом будет:

$$I_{\text{расч}} = \frac{8400}{\sqrt{3} \cdot 110} = 44,1 \text{ А}$$

На вводе трансформатора на высокой стороне максимальный ток при отключении одного трансформатора, при этом мощность, которая передаётся в максимальном значении будет определяться величиной 15 800 МВА,

Величина тока:

$$I_{\text{рас}} = \frac{15800}{\sqrt{3} \cdot 110} = 82,93 \text{ А}$$

На высокой стороне используем выключатель ВБ-110 и разъединитель РГП —с двумя заземляющими ножами. Результаты выбора выключателей приведены в таблице 8, а разъединителей – в таблице 9.

Таблица 8 – Выбор выключателей

Тип	Обозначение	Оборудование						Сеть			
		U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	i _{дин} , кА	B _к , кА ² ×с	I _{ном} откл., кА	t _{откл} , с	U _{сети} , кВ	I _{дл} , А	i _{уд} , кА	B _к , кА ² ×с
ВБ-110-40 У1	Q1-Q2	110	2500	100	1200	40	0,06	110	82,93	21	7,32

Таблица 9 – Выбор разъединителей

Тип	Обозначение	Параметры оборудования					Параметры сети				
		U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	i _{дин} , кА	B _к , кА ² ×с	Кол- во ЗН	U _{сети} , кВ	I _{дл} , А	i _{уд} , кА	B _к , кА ² ×с	
РГП-16-110/1000-40 УХЛ1	QSG3, QSG5, QSG6, QSG7	110	1000	100	4800	1	110	82,93	21	7,32	
РГП-2-110/1000-40 УХЛ1	QSG1, QSG2, QSG4, QSG8	110	1 000	100	4 800	2	110	82,93	21	7,32	

Применяются измерительные трансформаторы ТА1-ТА2.

Полагаем что суммарная нагрузка всех измерительных приборов, релейной защиты, составляет величину менее 10 ВА.

Для выбора измерительного трансформатора тока в нулевом проводе примем, что ток однофазного КЗ приближается к трехфазному КЗ, ударный ток КЗ равняется 10 кА, интеграл Джоуля равняется 15 кА²×с; допустимый ток в длительном режиме будет равен:

$$I_0 = \frac{S_{\text{номтр}}}{U_{\text{ном}} \cdot 3} \quad (39)$$

$$I_0 = 48,5 \text{ А}$$

Выбранные трансформаторы тока и их характеристики указаны в таблице 10.

Таблица 10 - Выбор трансформаторов тока

Тип	Обозначение	Оборудование						Сеть				
		U _{ном} , кВ	I _{ном1} , А	i _{дин} , кА	B _к , кА ² ×с	I _{ном2} , А	S _{доп} , ВА	U _{сети} , кВ	I _{дд} , А	i _{уд} , кА	B _к , кА ² ×с	S _{нг} , ВА
ТВ-110-II	ТА1,ТА2	110	100	43	1453	5	10	110	82,93	22	15	7,31
ТВ-110-II	ТА3,ТА4	110	200	43	1453	5	10	110	48,51	22	15	7,31

Для того, чтобы защитить от перенапряжений, необходимо в цепи трансформатора напряжения и в нейтральном проводе предусмотреть ограничители перенапряжения. В нейтральном проводе трансформатора монтируется ОПН. Выбранные типы ОПН указаны в таблице 11.

Таблица 11 - Выбор ограничителей

Тип	Обозначение	Оборудование	Сеть
		U _{ном} , кВ	U _с , кВ
ОПН-110 У1	FV1, FV2	110	110
ОПНн-110 У1	FV3, FV4	75	110

Для того, чтобы управлять заземлением нейтрального провода в нём должны быть заземляющие ножи, которые и производят коммутацию с заземляющим устройством. Их выбор приведен в таблице 12.

Таблица 12 - Выбор заземлителей

Тип	Обозначение	Оборудование				Сеть			
		U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	i _{дин} , кА	B _к , кА ² ×с	U _{сети} , кВ	I _{дд} , А	i _{уд} , кА	B _к , кА ² ×с
ЗОН-110М-I УХЛ1	QSG9, QSG10	110	400	17	119	110	48,6	22	7,33

Шины 110 кВ на высокой стороне осуществляется при помощи алюминиевых круглых труб. Допустимый ток в длительном режиме для шин

110 кВ равен 82,93 А.

Выбор сечения нужно сделать исходя из экономической целесообразности. Для алюминиевого провода при количестве часов использования нагрузки в максимальном режиме не менее 5000 $j_{\text{ЭК}} = 1 \text{ А/мм}^2$.

$$F_j = \frac{I_{\text{доп}}}{j_{\text{ЭК}}} \quad (40)$$

$$F_j = \frac{82,93}{1} = 82,93 \text{ мм}^2$$

Для этого подходит труба с сечением 20/24 мм. Допустимый ток для длительного режима для этого сечения равен 600 А, что соответствует условию по нагреву допустимым током в длительном режиме. По условию отсутствия коронного разряда также подходит.

1.6.2 Выбор оборудования для 35 кВ

Допустимым током в длительном режиме для выключателей ВЛ №1 будет ток при передаваемой мощности 3,1 МВА вычисляемый по формуле (35):

$$I_{\text{расч}} = \frac{3100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 51,14 \text{ А}$$

Подобный расчёт проводится для ВЛ №2, ВЛ №3.

Для выключателя 35 кВ Допустимым будет ток в длительном режиме составит:

$$S_{\text{макс}} = S_2 + S_3 \quad (41)$$

$$S_{\text{макс}} = 2,7 + 2 = 4,7 \text{ МВА}$$

$$I_{\text{расч}} = \frac{4700}{\sqrt{3} \cdot 35} = 77,53 \text{ A}$$

Для вводных выключателей, которые работают в длительно-допустимом режиме будет ток:

$$S_{\text{макс}} = S_{\text{сум}} \quad (42)$$

$$S_{\text{макс}} = 3,1 + 2,7 + 2 = 7,8 \text{ MVA}$$

$$I_{\text{расч}} = \frac{7800}{\sqrt{3} \cdot 35} = 128,67 \text{ A}$$

Интеграл Джоуля для СШ 35 кВ:

$$W_k = I_k^{(3)2} \cdot t_{\text{отклкз}} \quad (43)$$

$$t_{\text{отклкз}} = t_{\text{отклвыкл}} + t_{\text{рз}} \quad (44)$$

$$t_{\text{отклкз}} = 0,055 + 0,25 \approx 0,35 \text{ с}$$

$$W_k = 0,77^2 \cdot 0,35 = 0,21 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Номинальный ток, протекающий по измерительному трансформатору, составляет величину:

$$I_{\text{НОМ.TV}} = \frac{S_{\text{доп}}}{\sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{S_{\text{доп}}}{\sqrt{3} \cdot U_1} \quad (45)$$

$$I_{\text{НОМ.TV}} = \frac{0,2}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,003 \text{ A}$$

На основании выполненных расчетов были выбраны трансформаторы напряжения и предохранители, указанные в таблицах 13 и 14.

Таблица 13 - Выбор трансформаторов напряжения

Тип	Обозначение	Оборудование					Сеть	
		U ₁ , кВ	U _{2осн} , В	U _{2доп} , В	КТ	S _{доп} , ВА	U _{сети} , кВ	S _{нг} , ВА
НАМИ-35 У1	TV1-TV2	35000	100	100	0,5	2000	35	200

Для защиты трансформатора напряжения от аварийных режимов применяется предохранитель ПКТ.

Таблица 14 - Выбор предохранителей

Тип	Обозначение	Оборудование			сеть		
		U _{НОМ} , кВ	I _{НОМ} , А	I _{НОМ откл} , кА	U _{сети} , кВ	I _{дд} , А	i _{уд} , кА
ПКТ-101-35-8-8 У1	FU1, FU2	35	8	8	35	0,003	2,03

Результаты выбора высоковольтных выключателей и разъединителей, обеспечивающих оптимальное соотношение технических возможностей и цены, приведены в таблицах 15 и 16.

Таблица 15 - Выбор выключателей

Тип	Обозначение	Параметры оборудования						Параметры сети			
		U _{НОМ} , кВ	I _{НОМ} , А	i _{дин} , кА	В _к , кА ² ×с	I _{НОМ откл} , кА	t _{откл} , с	U _{сети} , кВ	I _{дд} , А	i _{уд} , кА	В _к , кА ² ×с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ВГТ-35-50-3150 У1	Q3	35	3150	127,5	7500	50	0,055	35	51,1 4	3,22	0,21
ВГТ-35-50-3150 У1	Q4	35	3150	127,5	7500	50	0,055	35	44,5 4	3,22	0,21
ВГТ-35-50-3150 У1	Q5	35	3150	127,5	7500	50	0,055	35	32,9 9	3,22	0,21

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ВГТ-35-50-3150 У1	Q6, Q8	35	3150	127,5	7500	50	0,055	35	128,67	3,22	0,21
ВГТ-35-50-3150 У1	Q7	35	3150	127,5	7500	50	0,055	35	77,53	3,22	0,21

Таблица 16 - Выбор высоковольтных разъединителей

Тип	Обозначение	Параметры оборудования					Параметры сети				
		U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	i _{дин} , кА	B _к , кА ² ×с	Кол-во ЗН	U _{сети} , кВ	I _{дл} , А	i _{уд} , кА	B _к , кА ² ×с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
РГП-2-35/1000-20 УХЛ1	QSG11, QSG17	35	1000	50	1200	2	35	3,3	3,22	0,21	
РГП-2-35/1000-20 УХЛ1	QSG11	35	1000	50	1200	2	35	51,14	3,22	0,21	
РГП-16-35/1000-20 УХЛ1	QSG12	35	1000	50	1200	1	35	51,14	3,22	0,21	
РГП-2-35/1000-20 УХЛ1	QSG13	35	1000	50	1200	2	35	44,54	3,22	0,21	
РГП-16-35/1000-20 УХЛ1	QSG14	35	1000	50	1200	1	35	44,54	3,22	0,21	
РГП-2-35/1000-20 УХЛ1	QSG15	35	1000	50	1200	2	35	32,99	3,22	0,21	
РГП-16-35/1000-20 УХЛ1	QSG16	35	1000	50	1200	1	35	32,99	3,22	0,21	
РГП-2-35/1000-20 УХЛ1	QSG19, QSG23	35	1000	50	1200	2	35	128,61	3,22	0,21	
РГП-16-35/1000-20 УХЛ1	QSG18, QSG22	35	1000	50	1200	1	35	128,61	3,22	0,21	

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
РГП-1а-35/1000-20 УХЛ1	QSG2 0QSG 21	35	1 000	50	1 200	1	35	77,53	3,22	0,21

Результаты выбора измерительных трансформаторов тока ТА3-ТА8 показаны в таблице 17. Делаем допущение что суммарная нагрузка всех имеющихся измерительных приборов и релейной защиты не более 10 ВА.

Таблица 17 - Выбор трансформаторов тока

Тип	Обозначение	Параметры оборудования						Параметры сети				
		U _{ном} , кВ	I _{ном1} , А	i _{дин} , кА	B _к , кА ² ×с	I _{ном2} , А	S _{доп} , ВА	U _{сети} , кВ	I _{дл} , А	i _{уд} , кА	B _к , кА ² ×с	S _{нг} , ВА
ТВ-35-П	ТА3	35	75	12	400	5	20	35	51,14	3,32	0,21	10
ТВ-35-П	ТА4	35	50	12	400	5	20	35	44,54	3,32	0,21	10
ТВ-35-П	ТА5	35	50	12	400	5	20	35	32,99	3,32	0,21	10
ТВ-35-П	ТА6, ТА8	35	150	12	400	5	20	35	128,61	3,32	0,21	10
ТВ-35-П	ТА7	35	100	12	400	5	20	35	77,53	3,32	0,21	10

Для выполнения защиты от перенапряжений на шинах 35 кВ выбираем ограничители перенапряжений ОПН-35 описанные в таблице 18.

Таблица 18 - Выбор ограничителей

Тип	Обозначение	оборудование	сеть
		U _{ном} , кВ	U _{сети} , кВ
ОПН-35 У1	FV5, FV6	35	35

Шины 35 кВ изготовлены сталь-алюминиевым проводом, ошиновка на стороне 35 кВ тоже из сталь-алюминиевого провода. Допустимый ток для шин в длительном режиме для 35 кВ равно 128,63 А.

Выполним расчёт сечения. Для алюминиевого провода при количестве часов максимальной нагрузки не менее чем 5000 $j_{эк} = 1 \text{ А/мм}^2$.

$$F_j = \frac{I_{\text{доп}}}{j_{\text{ЭК}}} \quad (46)$$

$$F_j = \frac{128,61}{1} = 128,61 \text{ мм}^2$$

Выбираем стандартное значение 120 мм². Допустимый ток для данного сечения в длительном режиме равен 390 А. По условию коронного разряда такое сечение также подходит. Поэтому это будет провод АС-120/19.

Аналогично производим расчёт провода для ошиновки трансформатора. Допустимый ток составляет в длительном режиме 128,6 А. Поэтому это будет провод АС-120/19.

1.6.3 Оборудование на напряжение 10 кВ

РУ 10 кВ собирается из камер для обслуживания с одной стороны КСО «Новация». Схемы камер и КСО и их оборудования находятся по типовым схемам.

Для данного РУ применяются схемы ячеек ввода, ячеек трансформатора, ячеек отходящих линий.

Для ячеек ввода:

$$I_{\text{РАС}} = \frac{S_{\text{макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (47)$$

$$I_{\text{РАС}} = \frac{8000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 461,9 \text{ А}$$

Для секционного выключателя:

$$I_{\text{РАС}} = \frac{4700}{\sqrt{3} \cdot 10} = 271,4 \text{ А}$$

Интеграл Джоуля для СШ 10 кВ:

$$B_K = I_K^{(3)2} \cdot t_{отклКЗ} \quad (48)$$

$$B_K = 1,76^2 \cdot (0,09+0,3) = 1,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Принимаем нагрузку трансформатора 30 ВА.

Характеристики камеры КСО «Новация» представлены в таблице 19, а выбранное оборудование ее ячейки на вводе трансформатора - в таблице 20.

Таблица 19 - Характеристика КСО Новация

Тип	Обозначение	Оборудование					Сеть			
		U _{ном} , кВ	I _{ном} сб шин, А	I _{ном} фид, А	i _{дин} , кА	B _к , кА ² ×с	U _{сети} , кВ	I _{дл} , А	i _{уд} , кА	B _к , кА ² ×с
КСО Новация	-	10	1000	630	51	1200	10	461,9	8,29	1,24

Таблица 20 - Выбор оборудования ячейки КСО Новация 001 на вводе трансформатора

Тип	Обозначение	Параметры оборудования									Параметры сети				
		U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	i _{дин} , кА	B _к , кА ² ×с	I _{ном} откл, кА	t _{откл} , с	I _{ном1} , А	I _{ном2} , А	S _{доп} , ВА	U _{сети} , кВ	I _{дл} , А	i _{уд} , кА	B _к , кА ² ×с	S _{нагр} , ВА
ВВ/TEL -10- 12,5/100 0 У2	Q9, Q28	10	1000	51,1	468,6	12,4	0,09	-	-	-	10	461,8	8,28	1,24	-
ТПОЛ- 10	ТА9, ТА28	10	-	81,4	2186	-	-	500	5	30	10	461,8	8,28	6,13	30

В таблицах 21 и 22 показаны результаты выбора типов КСО «Новация» для различных участков схемы применительно к основному оборудованию и оборудованию собственных нужд.

Таблица 21 - Выбор КСО Новация 001

Тип	Обозначение	Оборудование									сеть				
		U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	i _{лин} , кА	В _к , кА ² ×с	I _{ном} откл, кА	t _{откл} , с	I _{ном1} , А	I _{ном2} , А	S _{доп} , ВА	U _{сети} , кВ	I _{дл} , А	i _{уд} , кА	В _к , кА ² ×с	S _{нагр} , ВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2	Q10	10	1000	51	468,75	12,5	0,09	-	-	-	10	17,3	8,29	1,24	-
ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2	Q11	10	1000	51	468,75	12,5	0,09	-	-	-	10	28,9	8,29	1,24	-
ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2	Q12	10	1000	51	468,75	12,5	0,09	-	-	-	10	11,6	8,29	1,24	-
ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2	Q13	10	1000	51	468,75	12,5	0,09	-	-	-	10	46,2	8,29	1,24	-
ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2	Q19	10	1000	51	468,75	12,5	0,09	-	-	-	10	46,2	8,29	1,24	-
ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2	Q20	10	1000	51	468,75	12,5	0,09	-	-	-	10	34,6	8,29	1,24	-
ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2	Q21	10	1000	51	468,75	12,5	0,09	-	-	-	10	40,4	8,29	1,24	-
ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2	Q22	10	1000	51	468,75	12,5	0,09	-	-	-	10	63,5	8,29	1,24	-
ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2	Q11	10	1000	51	468,75	12,5	0,09	-	-	-	10	28,9	8,29	1,24	-
ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2	Q12	10	1000	51	468,75	12,5	0,09	-	-	-	10	11,6	8,29	1,24	-
ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2	Q13	10	1000	51	468,75	12,5	0,09	-	-	-	10	46,2	8,29	1,24	-
ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2	Q19	10	1000	51	468,75	12,5	0,09	-	-	-	10	46,2	8,29	1,24	-
ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2	Q20	10	1000	51	468,75	12,5	0,09	-	-	-	10	34,6	8,29	1,24	-
ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2	Q21	10	1000	51	468,75	12,5	0,09	-	-	-	10	40,4	8,29	1,24	-
ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2	Q22	10	1000	51	468,75	12,5	0,09	-	-	-	10	63,5	8,29	1,24	-
ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2	Q23	10	1000	51	468,75	12,5	0,09	-	-	-	10	34,6	8,29	1,24	-
ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2	Q24	10	1000	51	468,75	12,5	0,09	-	-	-	10	34,6	8,29	1,24	-
ТПОЛ-10	ТА10	10	-	102	4800	-	-	20	5	30	10	17,3	8,29	1,24	30
ТПОЛ-10	ТА11	10	-	96	4332	-	-	50	5	30	10	28,9	8,29	1,24	30
ТПОЛ-10	ТА13	10	-	114	6075	-	-	50	5	30	10	46,2	8,29	1,24	30
ТПОЛ-10	ТА19	10	-	102	4800	-	-	50	5	30	10	46,2	8,29	1,24	30
ТПОЛ-10	ТА20	10	-	114	6075	-	-	50	5	30	10	34,6	8,29	1,24	30
ТПОЛ-10	ТА21	10	-	102	4800	-	-	50	5	30	10	40,4	8,29	1,24	30
ТПОЛ-10	ТА22	10	-	102	4800	-	-	75	5	30	10	63,5	8,29	1,24	30
ТПОЛ-10	ТА23	10	-	102	4800	-	-	50	5	30	10	34,6	8,29	1,24	30
ТПОЛ-10	ТА24	10	-	102	4800	-	-	50	5	30	10	34,6	8,29	1,24	30
ОПН-РТ/TEL	FV8-FV19	10	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-

Таблица 22 - Характеристика КСО Новация 201 на ТСН

Тип	Обозначение	Оборудование										сеть				
		U _{ном} , кВ	U ₁ , кВ	U _{2осн} , В	U _{2доп} , В	K	S _{доп} , ВА	I _{ном} , А	i _{дин} , кА	B _к , кА ² ×с	I _{ном} откл, кА	U _{сети} , кВ	I _{дл} , А	i _{уд} , кА	B _к , кА ² ×с	S _{нг} , ВА
НАМИ Т-10	TV4, TV3	-	10,0	100	100/3	0,5	200	-	-	-	-	10	-	-	-	200
ПКТ-101-10-2-12,5 У1	FU4, FU5	10	-	-	-	-	-	2	-	-	8	10	0,012	8,06	1,14	-
ОПН-РТ/TEL	FV7, FV21	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-

Собственные нужды составляют 1% от мощности трансформаторов:

$$S_{CH} = 0,01 \cdot 2 \cdot S_{трном} \quad (49)$$

$$S_{CH} = 0,005 \cdot 16 = 80 \text{ кВА}$$

$$S_{трном} \geq \frac{S_{CH}}{K_3 \cdot n} \quad (50)$$

$$S_{трном} \geq \frac{80}{0,7 \cdot 2} = 57,14 \text{ кВА}$$

Рассчитаем ток трансформатора в максимальном режиме для выбора предохранителей и комплектации ячеек КСО, представленных в таблицах 23 и 24.:

$$I_{расч} = \frac{1,4 \cdot S_{трном}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (51)$$

$$I_{\text{расч}} = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,09 \text{ А}$$

Таблица 23 - Характеристика КСО Новация 303 на СН

Тип	Обозначение	Оборудование			Сеть		
		U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	I _{ном откл} , кА	U _{сети} , кВ	I _{дд} , А	i _{уд} , кА
ПКТ-101-10-8-12,5 У1	FU3, FU6	10,0	8,0	12,6	10,0	5,08	8,05

В состав РУ входят две ячейки. Каждая ячейка состоит из одного разъединителя.

Таблица 24 - Выбор ячейки КСО Новация 101 на СВ

Тип	Обозначение	Параметры оборудования									Параметры сети				
		U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	i _{дин} , кА	B _к , кА ² ×с	I _{ном откл} , кА	t _{откл} , с	I _{ном1} , А	I _{ном2} , А	S _{доп} , ВА	U _{сети} , кВ	I _{дд} , А	i _{уд} , кА	B _к , кА ² ×с	S _{нагр} , ВА
ВВ/Т ЕЛ-10-12,5/1000 У2	Q18	10,0	1000	51,0	468,74	12,5	0,09	-	-	-	10,0	271,5	8,05	1,24	-
ТПО Л-10	ТА18	10,0	-	81,6	3073	-	-	300	5,0	30,0	10,0	271,5	8,05	1,24	30

Ошиновка на стороне 10 кВ должны быть выполнена до ввода в КРУН.

Сечение шин нужно выбрать по допустимому току 461,9 А. Исходя из этого применяем сечение 40х5 мм с допустимым током, равным 700 А.

Выполним проверку шины на состояние электродинамической

устойчивости.

$$y = \frac{h^3 \cdot b}{12} \quad (52)$$

$$y = \frac{5^3 \cdot 0,4}{12} = 4,17 \text{ см}^4$$

Сечение проводника:

$$S = h \cdot b \quad (53)$$

$$S = 5 \cdot 0,4 = 2,0 \text{ см}^2$$

Критическое расстояние пролета для частоты более 200 Гц:

$$l_{\text{кр}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{y}{S}}} \quad (54)$$

$$l_{\text{кр}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{4,17}{2}}} = 1,1 \text{ м}$$

Принимаем расстояние пролета равным 1,1 метра.

Сила, которая сказывается влияние на пролет, имеющий расстояние 1,1 метра при межфазном расстоянии между шинами $a = 440 \text{ мм}$:

$$F = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{\text{уд}}^{(3)2} \cdot l}{a} \quad (55)$$

$$F = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 4740^2 \cdot 1,1}{0,44} = 9,73 \text{ Н}$$

Изгибающий момент:

$$M = \frac{F \cdot l}{8} \quad (56)$$

$$M = \frac{9,73 \cdot 1,1}{8} = 1,34 \text{ Нм}$$

Механическое напряжение от между фазных усилий:

$$\sigma_{\phi} = \frac{M}{W} \quad (57)$$

$$\sigma_{\phi} = \frac{1,34}{8,5} = 0,014 \text{ Мпа}$$

Допустимое напряжение равен величине в 40 МПа.

Термическая стойкость:

$$S = \frac{\sqrt{B_k} \cdot 10^3}{C} \quad (58)$$

Опорные изоляторы должны быть рассчитаны на номинальное напряжение сети. Производим выбор изоляторов типа ОНШ-10-5-1 УХЛ1. Проверяем выдерживаемую нагрузку

$$F_{\text{Рас}} \leq F_{\text{доп}} \quad (59)$$

$$9,73 \leq 0,6 \cdot 5000 = 3000 \text{ Н}$$

Шины на 10 кВ предусматриваем из алюминиевого сплава АДЗ1Т с ячейками КСО Новация.

Постоянный ток на проектируемой ПС должен использоваться в качестве оперативного [9]. Оперативный ток служит для питания разнообразных цепей защиты, он также питает автоматику. Для того, чтобы иметь возможность получить постоянный ток на ПС монтируются четыре аккумуляторные батареи. Всё оборудование рассчитано для работы с свинцово-кислотными аккумуляторами батареями. С аккумуляторных батарей работают выпрямители на 200 ампер типа D400. Оба выпрямителя работают параллельно.

Каждый выпрямитель имеет устройство автоматического заряда. Это устройство можно также использовать для заряда аккумуляторов в течение 12 часов повышенным напряжением.

1.7 Измерения, учёт и автоматизация

1.7.1 Автоматизация

Когда имеются два источника электроснабжения, то в этом случае желательно применять разомкнутую схему питания. При этой схеме все источники электроснабжения находятся во включенном состоянии, но электрической связи у них отсутствуют. При такой системе электроснабжения значительно уменьшается ток КЗ, релейная защита становится более простой, сокращаются потери. Но при такой системе электроснабжения значительно уменьшается надёжность, так как отключение одного единственного источника электроснабжения все его потребителю остаются без питания.

Воздушные линии передачи электрической энергии могут повреждаться, при большой скорости ветра происходит схлестывание проводов, при гололёде происходят обрывы, а ещё есть грозы, деревья падают на воздушные линии. Такие повреждения кратковременны и если их

оперативно отключить, то в этих случаях повреждения могут восстановиться самостоятельно. При таких повреждениях, если повторно в эту линию подать питание, восстановится электроснабжение потребителей. Повторное включение можно произвести при помощи автоматического устройства АПВ. Согласно [7], АПВ необходимо монтировать на воздушных линиях и кабельно-воздушных, если величина напряжения в них больше одного киловольта.

1.7.2 Измерения

Для проведения измерений применяются счётчики, измерительные трансформаторы. Класс точности таких устройств должен быть менее чем 0,5.

Трансформаторы тока могут также иметь повышенный трансформации, если во время самых больших нагрузок, величина тока во вторичной обмотке будет иметь величину более 40% номинального тока, а при самой малой величине нагрузки более 5%.

1.7.3 Учет

Для того, чтобы учитывать электроэнергию, устанавливают счётчики. Счетчики для учёта активной энергии на ПС энергосистемы должны быть установлены: для каждой линии, которая принадлежит потребителю; на трансформаторах, которые обеспечивают собственные нужды.

Все счётчики должны быть снабжены пломбами, причём на кожухе должна быть пломба поверителя, а на крышке должна быть пломба снабжающего предприятия.

1.8 Расчет заземления

Согласно [7] для ПС 110/35/10 кВ, который снабжён заземляющим контуром, сопротивление заземлителя не должно превышать величину в 0,5 Ом

Необходима также учесть искусственные и естественные заземлители

$$R_e = 1,1 \text{ Ом}$$

Искомое сопротивление заземляющего контура определяется:

$$R_{\text{и}} = \frac{R_e \cdot r_{\text{зМ}}}{R_e - r_{\text{зМ}}} \quad (60)$$

$$R_{\text{и}} = \frac{1,1 \cdot 0,5}{1,1 - 0,5} = 0,917 \text{ Ом}$$

Вертикальные заземлители выполняются из круглого стального прутка, имеющего длину 2,5 метра и диаметром 50 мм. Эти прутки должны быть заглублены на 0,7 метра. Расчетное сопротивление такого прутка для суглинистых почв:

$$\rho_0 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

И если учесть коэффициент 1,4

$$\rho = \rho_0 \cdot K \quad (61)$$

$$\rho = 100 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Величина сопротивления одного вертикального прутка:

$$R_{\text{ОВЗ}} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right) \quad (62)$$

$$R_{\text{ОВЗ}} = \frac{140}{2 \cdot \pi \cdot 2,5} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 2,5}{0,05} \right) + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{4 \cdot 0,7 + 2,5}{4 \cdot 0,7 - 2,5} \right) \right) = 53,8 \text{ Ом}$$

Примерное количество вертикальных прутков, если коэффициент

использования равен:

$$K_{\text{ивэ}} = 0,56$$

$$n = \frac{R_{\text{овз}}}{K_{\text{ивэ}} \cdot R_{\text{и}}} \quad (63)$$

$$n = \frac{53,8}{0,56 \cdot 0,917} = 105$$

Стальная полоса шириной 40 мм приваривается к вертикальным пруткам на глубине 0,7 метра. Расчетное сопротивление этой полосы для суглинка также:

Для стальной полосы повышающий коэффициент будет равен двум. Величина сопротивления стальной полосы:

$$\rho = 100 \cdot 2 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Сопротивление вертикального прутка:

$$R_{\text{огз}}' = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t} \right) \quad (64)$$

$$R_{\text{огз}}' = \frac{200}{2 \cdot \pi \cdot 455} \times \ln \left(\frac{2 \cdot 455^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 1,13$$

И если учесть коэффициент использования:

$$K_{\text{игэ}} = 0,24$$

$$R_{огз} = \frac{R_{огз}'}{K_{игз}} \quad (65)$$

$$R_{огз} = \frac{1,13}{0,24} = 4,780\text{М}$$

Более точный расчёт сопротивления вертикальных прутков:

$$R_{вз} = \frac{R_{гз} \cdot R_{и}}{R_{гз} - R_{и}} \quad (66)$$

$$R_{вз} = \frac{4,78 \cdot 0,917}{4,78 - 0,917} = 1,1340\text{М}$$

Уточняем количество вертикальных прутков при:

$$K_{ивз} = 0,6$$

$$n = \frac{R_{овз}}{K_{ивз} \cdot R_{вз}} \quad (67)$$

$$n = \frac{53,8}{0,6 \cdot 1,134} = 79$$

Произведём проверку горизонтальных полос на температурную стойкость при:

$$t_{откл} = 1,1 \text{ с}$$

и токе КЗ на землю:

$$I_{K3}^{(1)} = 3400 \text{ A}$$

Самое меньшее значение сечения по условию температурной стойкости:

$$S = \frac{I_{K3}^{(1)} \cdot \sqrt{t_{откл}}}{c} \quad (68)$$

$$S = \frac{3400 \cdot \sqrt{1,1}}{74} = 48,21 \text{ мм}^2$$

Вывод: горизонтальные полосы подходят, согласно произведённым расчётам. Разработанная схема заземления приведена на рисунке 7.

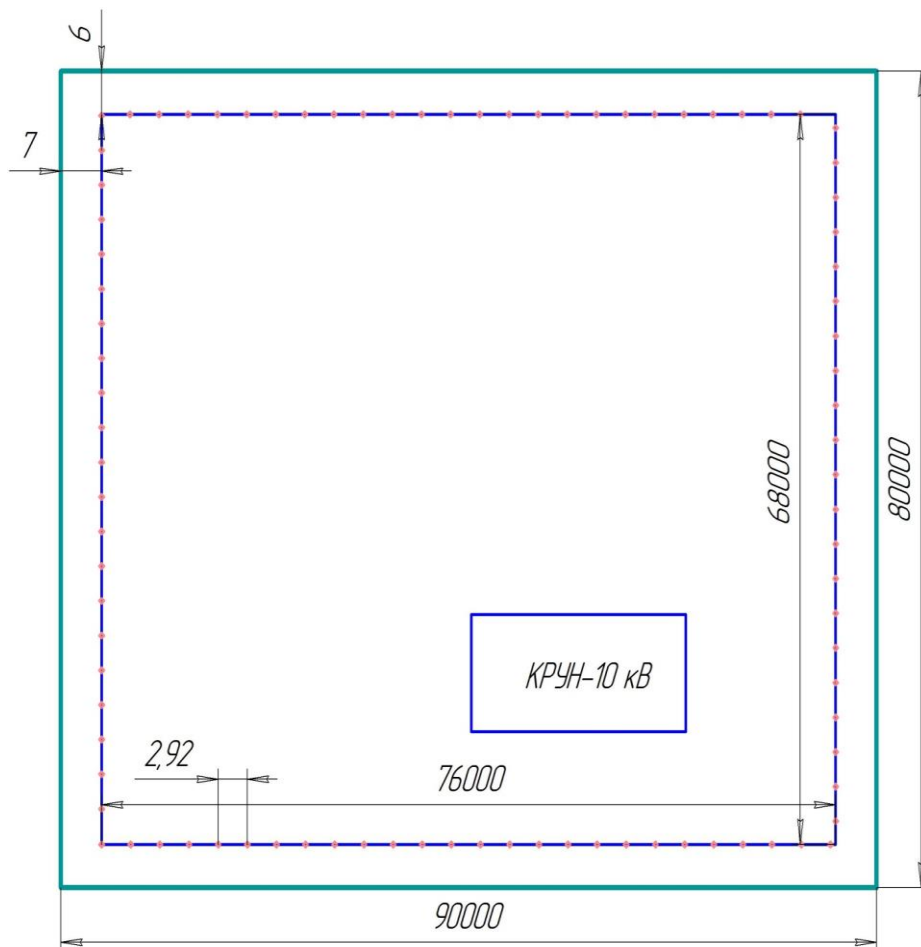


Рисунок 7 - Схема заземления подстанции

Выводы по разделу.

Опираясь на выданное задание произведена, реконструкция ПС 110/35/10 «Варенга-Яха» с подключением подстанции к городскому кольцу 35 кВ. Выбраны схемы и оборудование ЗРУ-110 кВ, ЗРУ-35 кВ, ЗРУ-10 кВ. Были внесены предложения по внедрению автоматизации ПС. Произведён расчет контура заземления.

Дальнейшие исследования должны быть направлены на разработку эффективной системы релейной защиты и автоматики, обеспечивающей предотвращение аварийных ситуаций как на воздушных линиях, так и на трансформаторах.

Кроме того, необходимо разработать комплекс организационных и технических мер, имеющих целью обеспечение безопасности работы персонала подстанции.

2 Устройства релейной защиты

Элементная база на микропроцессорах является в настоящее время основной во всех современных устройствах для оборудования релейной защиты.

Таким образом, наряду с аппаратными устройствами, широко применяемыми как прежде, так и сейчас, появились программные устройства защиты и автоматики. И это не отдельные защиты, а целое комплексное оборудование, которое находится в едином блоке.

В этом разделе ВКР произведём расчёт параметров и покажем схемы на базе микропроцессорных [6].

2.1 Защита трех обмоточного трансформатора Сириус-Т

Трансформатор ТДТН 115/38,5/11 кВ мощностью 10 МВА.

Регулирование напряжения происходит в диапазоне от 96,6 до 127 кВ.

Тогда середина диапазона будет равняться: $96,6 + (127 - 96,6) / 2 = 111,24$ кВ

Данные расчёта сведём в таблицу 25.

Таблица 25 - Данные расчета

Величины	Метод определения	Числовое значение		
		115 кВ	35 кВ	10 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора,	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 111,24} = 155,6$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 449,9$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1574$
Коэффициент трансформации трансформатора тока	K_I	200/5	500/5	2000/5
Вторичный ток в плечах защиты,	$I_{НОМВ} = \frac{I_{НОМ}}{K_I}$	$\frac{155,6}{200/5} = 3,89$	$\frac{449,9}{500/5} = 4,48$	$\frac{1574}{2000/5} = 3,94$
Принятые значения, А	$I_{НОМ}$	3,9	4,5	4,0
Размах РПН, %	Размах РПН	$100 \cdot (127 - 96,6) / (2111,24) = 13$		

2.1.1 Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)

Произведём выбор:

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{НОМ}} \quad (69)$$

Уставка срабатывания отсечки в относительных единицах.

Уставка должна удовлетворять двум условиям:

Не должна реагировать на броски тока намагничивания,

Не должна реагировать на бросок первичного тока небаланса во время переходного процесса.

Согласно условию [17] во время подключения к сети трансформатора наблюдается бросок тока намагничивания, который может превышать номинальный ток в 5 раз. Отсечка срабатывает на мгновенную величину дифференциального тока, а также реагирует и на первую гармонику. Уставка по мгновенной величине тока:

$$2,5 \cdot I_{\text{диф}}/I_{\text{НОМ}} \quad (70)$$

Самая малая уставка по току на первой гармонике:

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{НОМ}} = 4$$

что будет соответствовать:

$$2,5 \cdot 4 = 10$$

И если перейти к действующему значению тока, то это будет равно:

$$10/\sqrt{2} = 7$$

Отстройка от возможных срабатываний при КЗ на стороне НН:

$$I_{\text{КЗвнмакс}} = 4520 \text{ А}$$

$$I_{\text{КЗвнмакс}'} = \frac{4520}{83,03} = 54$$

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{НОМ}} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 54 = 45,36$$

Отстройка от возможных срабатываний при КЗ на стороне СН:

$$I_{\text{КЗвнмакс}} = 1990 \text{ А} \quad (71)$$

$$I_{\text{КЗвнмакс}'} = \frac{1990}{83,03} = 24$$

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{НОМ}} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 24 = 20,16$$

Принимаем уставку отсечки равную 47.

2.1.2 Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Выбору подлежат [15]:

$$I_{\text{д1}}/I_{\text{НОМ}}$$

Базовая уставка ступени:

$$K_{\text{ТОРМ}}$$

Коэффициент торможения:

$$I_{T2}/I_{НОМ}$$

Вторая точка тормозной характеристики:

$$I_{дг2}/I_{дг1}$$

Уставка блокировки от влияния второй гармоники. Опираясь на [12]:

$$I_{д1}/I_{НОМ}$$

Там даётся рекомендация, а именно, это отношение должно быть от 0,3 до 0,5. Поэтому принимаем:

$$I_{д1}/I_{НОМ} = 0,3$$

Будем учитывать и метрологическую погрешность [18].

$$\Delta f_{добав} = 0,04$$

Дифференциальный ток, который порождается сквозным током:

$$I_{диф} = K_{ОТС} \cdot I_{нбрасч} = K_{ОТС} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{СКВ} \quad (72)$$

где $K_{пер}$ - коэффициент, который учитывает переходный режим:

$$K_{пер} = 2,5$$

Если процент двигательной нагрузки не меньше 50%, то:

$$K_{пер} = 2$$

Если процент двигательной нагрузки не больше 50%, то:

$$K_{\text{одн}} = 1$$

Коэффициент однотипности трансформаторов тока:

$$\varepsilon = 0,1$$

Относительная погрешность трансформаторов тока в условиях установившегося режима:

$$\Delta U_{\text{рпн}} = 0,16$$

Размах РПН:

$$K_{\text{отс}} = 1,3$$

Коэффициент отстройки:

$$I_{\text{диф}} = 1,3 \cdot (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{\text{СКВ}} = 0,59 \cdot I_{\text{СКВ}}$$

Коэффициент уменьшения тормозного тока:

$$K_{\text{сн.т.}} = \frac{I_{\text{ТОРМ}}}{I_{\text{СКВ}}} = \sqrt{1 - (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}})} \quad (73)$$

$$K_{\text{сн.т.}} = 0,74$$

Для исключения ложного срабатывания реле, коэффициент торможения должен быть:

$$K_{\text{ТОРМ}} \geq 100 \cdot I_{\text{диф}}/I_{\text{ТОРМ}} \quad (74)$$

$$K_{\text{ТОРМ}} \geq 100 \cdot 0,59/0,74 = 79,73$$

$$\frac{I_{\text{T1}}}{I_{\text{НОМ}}} = \frac{I_{\text{д}}/I_{\text{НОМ}} \cdot 100}{K_{\text{ТОРМ}}} \quad (75)$$

$$\frac{I_{\text{T1}}}{I_{\text{НОМ}}} = \frac{0,3 \cdot 100}{80} = 0,375$$

Исходя из рекомендаций [18]:

$$\frac{I_{\text{T2}}}{I_{\text{НОМ}}} = 1,5$$

$$\frac{I_{\text{дг2}}}{I_{\text{дг1}}} = 0,15$$

Первичный ток при отсутствии торможения:

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{д1}}}{I_{\text{НОМ}}} \quad (76)$$

$$I_{\text{СЗ}} = 83,03 \cdot 0,3 = 24,9\text{А}$$

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне НН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{4520 \cdot \sqrt{3}/2}{24,9} = 157,22$$

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне СН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1990 \cdot \sqrt{3}/2}{24,9} = 69,21$$

Полученная тормозная характеристика представлена на рисунке 8.

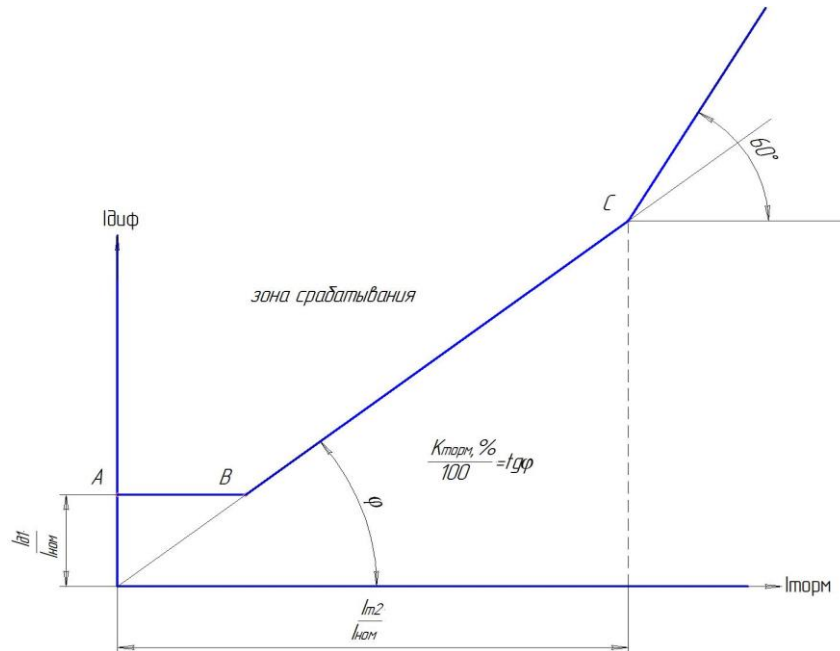


Рисунок 8 - Тормозная характеристика

2.1.3 Сигнализация (ДЗТ-3)

Уставку по току необходимо устанавливать меньше, по сравнению с минимальной уставкой ступени ДЗТ-2:

$$I_{\text{д1}}/I_{\text{НОМ}}$$

Уставку по времени нужно выставлять около нескольких секунд, потому что это увеличивает вероятность выявления повреждений в токовых цепях.

Согласно [18]:

$$I_{\text{д1}}/I_{\text{НОМ}} = 0,1$$

$$T=10 \text{ с}$$

2.1.4 Контроль перегрузки по току

Уставку перегрузки по току необходимо установить равной:

$$I_{СЗ} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НОМ}}{K_B} \quad (77)$$

где $K_{ОТС} = 1,05$ – коэффициент отстройки;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{НОМ}$ - номинальный ток трансформатора. Этот ток необходимо определять с учетом возможного повышения на 5%.

Расчетные значения уставок перегрузки:

$$I_{СЗВН} = \frac{1,05 \cdot 2,1}{0,95} = 2,32 \text{ А}$$

$$I_{СЗСН} = \frac{1,05 \cdot 12}{0,95} = 13,26 \text{ А}$$

$$I_{СЗНН} = \frac{1,05 \cdot 4,2}{0,95} = 4,64 \text{ А}$$

2.2 Резервная защита трансформатора Сириус МТЗ. Максимальная токовая защита

Срабатывание тока защиты можно определить из выражения:

$$I_{СЗ} = \frac{K_{ОТС} \cdot K_{СЗП} \cdot 1,4 \cdot I_{НОМ}}{K_B} \quad (78)$$

Приводим ток срабатывания защиты, к вторичной обмотке:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3} \cdot K_{CX}}{K_I} \quad (79)$$

где $K_{OTC} = 1,1$ - коэффициент отстройки;

$K_{C3П} = 2,5$ - коэффициент самозапуска;

$K_B = 0,95$ - коэффициент возврата.

$$I_{C3ВН} = \frac{1,1 \cdot 2,5 \cdot 83,03}{0,95} = 240,35A$$

$$I_{C3СН} = \frac{1,1 \cdot 2,5 \cdot 239,94}{0,95} = 694,6A$$

$$I_{C3НН} = \frac{1,1 \cdot 2,5 \cdot 839,78}{0,95} = 2430,9A$$

Коэффициенты чувствительности:

$$K_{чВН} = \frac{4520 \cdot \sqrt{3}/2}{240,35 \cdot 10} = 1,63$$

$$K_{чСН} = \frac{1990 \cdot \sqrt{3}/2}{694,6} = 2,47$$

$$K_{чНН} = \frac{4520 \cdot \sqrt{3}/2}{2430,9} = 1,6$$

Уставки срабатывания защит:

$$I_{CPВН} = \frac{240,35 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 10,41 A$$

$$I_{\text{срчн}} = \frac{694,6 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 30,1 \text{ А}$$

$$I_{\text{срнн}} = \frac{2430,9 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 105,3 \text{ А}$$

Выдержка времени:

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{сзmax}} + \Delta t = 0,4 + 0,2 = 0,6 \text{ с}$$

2.3 Защита от однофазных замыканий

Защита по 110 кВ.

Выдержка времени устанавливается по ступенчатому принципу. Ток срабатывания реле необходимо отстроить от тока небаланса:

$$I_{\text{ср}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нбрасчmax}} \quad (80)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,25$ - коэффициент запаса, который должен учитывать погрешность и создавать необходимый запас;

$I_{\text{нб расч макс}}$ - расчетный ток небаланса.

$$I_{\text{нбрасчmax}} = \frac{K_{\text{одн}} \cdot K_{\text{ап}} \cdot \varepsilon}{100 \cdot K_{\text{I}}} \cdot I_{\text{кзвнmax}}^{(3)} \quad (81)$$

где $K_{\text{одн}}$ — коэффициент однотипности;

$K_{\text{ап}}$ — учитывает апериодическую составляющую тока;

ε — максимальная погрешность;

$I_{\text{кзвнmax}}^{(3)}$ - действующее значение КЗ.

$$I_{\text{нбрасчмакс}} = \frac{1 \cdot 2 \cdot 10}{100 \cdot 40} \cdot 9550 = 47,75 \text{ А}$$

$$I_{\text{ср}} = 1,25 \cdot 47,75 = 59,69 \text{ А}$$

Защита 35 кВ:

Ток срабатывания необходимо выбрать из расчёта отстройки от самых больших ёмкостных токов, которые могут течь по линии при однофазных замыканиях на параллельных присоединениях.

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{отс}} \cdot 3I_{0\text{л}}^{(1)} \quad (82)$$

где $K_{\text{отс}} = 4-5$ – коэффициент отстройки, при срабатывании без выдержки времени;

$K_{\text{отс}} = 2-2,5$ для защит, имеющие выдержку времени;

$3I_{0\text{л}}^{(1)}$ - ёмкостный ток линии во время однофазного замыкания на другие присоединения.

$$3I_{0\text{л}}^{(1)} = C_{0\text{л}} \cdot U_{\text{ф}} \quad (83)$$

где $C_{0\text{л}}$ – суммарная ёмкость;

U - фазное напряжение линии.

Чувствительность защиты зависит от коэффициента чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_{0\text{эк}}^{(1)}}{I_{\text{сз}}} \quad (84)$$

где $3I_{0\text{эк}}^{(1)}$ - ток нулевой последовательности.

Примем длину всех линий равной 50 км.

$$3I_{0\text{л}}^{(1)} = \frac{35 \cdot 18}{10} = 63 \text{ А}$$

Максимальный ёмкостный ток линии:

$$I_{сз} = 2 \cdot 63 = 126 \text{ A}$$

Ток срабатывания защиты.

$$3I_{0эк}^{(1)} = \frac{35 \cdot 50}{10} = 175 \text{ A}$$

2.4 Газовая защита

Защиту устанавливаем на трёх обмоточном трансформаторе.

Газовая защита должна устанавливаться в обязательном порядке на всех трансформаторах, которые имеют мощность более 6300 кВА.

2.5 Защита кабельных линий к ЦТП и цехового трансформатора типа Сириус -2Л

Расчет тока КЗ в конце отходящих линий производится при помощи комплекса «Energy TKZ». Необходимые исходные данные приведены в таблице 26.

Таблица 26. Данные необходимые для расчета релейной защиты КЛ

№ Фидера	Длина КЛ, км	Марка, сечение КЛ	$I_{кз(3)}$, А	$I_{кз\text{ вн макс } 0,4(3)}$, А	K_I	$I_{\text{мах раб}}$
8	1	АПвБШв - 3x50	3,76	4,53	20/5	9,24
15	1	АПвБШв - 3x50	3,84	4,53	20/5	9,24

2.5.1 Токовая отсечка и МТЗ

1 ступень – отсечка без выдержки времени:

$$I_{сз07} = \frac{K_{отс} \cdot I_{кзвн\text{ макс } 0,4}}{K_I} \quad (85)$$

$$I_{сз07} = \frac{1,2 \cdot 4,53}{10/0,4} = 0,22 \text{кА}$$

$$I_{рз07} = I_{рз08} = \frac{I_{сз} \cdot K_{сх}}{K_I} \quad (86)$$

$$I_{рз07} = I_{рз08} = \frac{280 \cdot 1}{20/5} = 70 \text{А}$$

3 ступень – МТЗ:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс} \cdot K_{сзп} \cdot 1,4 \cdot I_{НОМ}}{K_B} \quad (87)$$

$$I_{сз} = \frac{1,1 \cdot 2,5 \cdot 1,4 \cdot 9,24}{0,95} = 37,3$$

$$I_{рз} = \frac{I_{сз} \cdot K_{сх}}{K_I} \quad (88)$$

$$I_{рз} = \frac{37,3 \cdot 1}{20/5} = 9,33 \text{А}$$

$$K_{ч1} = \frac{\frac{4530}{10/0,4} \cdot \sqrt{3}/2}{37,3} = 4,2$$

2.5.2 Защита от однофазных замыканий на землю

Ток срабатывания защиты необходимо ориентироваться из расчёта отстройки от самых больших ёмкостных токов, которые могут течь при однофазных замыканиях. Защита не должна реагировать при повреждениях на других линиях.

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot 3I_{0л}^{(1)} \quad (89)$$

где $K_{отс} = 4-5$ – коэффициент отстройки, при защите без выдержки времени;

$K_{отс} = 2-2,5$ для защит, имеющие выдержку времени;

$3I_{0л}^{(1)}$ - самый большой ёмкостный ток при однофазном замыкании:

$$3I_{0л}^{(1)} = C_{0л} \cdot U_{\phi} \quad (90)$$

где $C_{0л}$ – суммарная емкость линий.

Примем общую длину линий равной 80 км.

Фидер 07:

$$3I_{0л}^{(1)} = \frac{10 \cdot 1,1}{10} = 1 \text{ А}$$

Максимальный емкостный ток.

$$I_{сз} = 2 \cdot 1,1 = 2,2 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты.

$$PI_{0эк}^{(1)} = \frac{10 \cdot 80}{10} = 80 \text{ А}$$

Эквивалентный емкостный ток.

$$K_{ч} = \frac{3I_{0эк}^{(1)}}{I_{сз}} \geq 1,5 = \frac{80}{2,2} = 36,36$$

Фидер 08:

$$3I_{0л}^{(1)} = \frac{10 \cdot 1}{10} = 1A$$

Максимальный емкостный ток линии.

$$I_{сз} = 2 \cdot 1 = 2A$$

Ток срабатывания защиты.

$$3I_{0эк}^{(1)} = \frac{10 \cdot 80}{10} = 80A$$

Эквивалентный емкостный ток.

$$K_{ч} = \frac{3I_{0эк}^{(1)}}{I_{сз}} \geq 1,5 = \frac{80}{2} = 40$$

2.6 Защита цехового трансформатора от перегрузки и однофазных КЗ по стороне низкого напряжения

Защита цехового трансформатора от режима перегрузки осуществляется при помощи автоматических выключателей с тепловым расцепителем. Выбор уставок автоматического выключателя произведен в разделе Электроснабжение цеха.

Автоматический выключатель, который расположен на вводе НН выбирается исходя из самого большого рабочего тока:

$$I_{НОМав} \geq \frac{1,25 \cdot 1,4 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 404 A$$

$$I_{НОМавт.р.} \geq \frac{1,25 \cdot 1,4 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 404 \text{ А}$$

$$I_{НОМавт.р.} \geq 1,25 \cdot \left(\frac{1,4 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 0,4} + 284,08 \right) = 759,26 \text{ А}$$

Выбираем автомат ВА51-35, характеристики которого приведены в таблице 28.

Таблица 28 - Выбор вводного автоматического выключателя.

Imax тр, А	Kз	Iкз(1), А	Iпик, А	Тип автомата	Iном ав, А	Iном ав т.р., А	Iном ав эмг, А
323,32	1,25	4410	607,4	ВА51-35	400	400	1000

Произведем проверку выбранного автоматического выключателя по условию чувствительности: $K_{\text{ч}} = \frac{4410}{1000} = 4,41 \geq 1,25$. Следовательно, выбранный аппарат удовлетворяет условию чувствительности.

Защита цехового трансформатора от однофазных коротких замыканий осуществляется при помощи токового реле, подключенного к трансформатору тока нейтрали трансформатора:

$$I_{\text{сз}} = \frac{0,25 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{рабмакс}}}{K_{\text{т}}} \quad (91)$$

$$I_{\text{сз}} = \frac{0,25 \cdot 1,2 \cdot 323,32}{400/5} = 1,2 \text{ А}$$

2.7 Ввод резерва 0,4 кВ в автоматическом режиме

Используется Сириус-0,4 АВ, которое является микропроцессорным прибором защиты. Это устройство служит для выполнения релейной защиты.

Устройство может быть использовано вместе с устройствами для автоматического включения резерва (АВР).

Произведём расчёт срабатывания АВР.

Отстройка от уменьшения напряжения при КЗ:

$$U_{CP1} \leq \frac{U_{OCT}}{K_{OТС} \cdot K_U} \quad (92)$$

$$U_{CP1} \leq \frac{0,7 \cdot 400}{1,1 \cdot 100} = 2,5В$$

Отстройка от уменьшения напряжения при самозапуске АД:

$$U_{CP2} \leq \frac{U_{OCT}}{K_{OТС} \cdot K_B \cdot K_U} \quad (93)$$

$$U_{CP2} \leq \frac{0,8 \cdot 400}{1,2 \cdot 1,25 \cdot 100} = 2,13$$

Принимается наименьшее напряжение для срабатывания:

$$U_{CP} = 2,13 В$$

Уставка АВР по времени:

$$t_{ABP} \geq t_{сзмакс} + \Delta t = 0,5 + 0,25 = 1 с$$

3. Безопасность и экология

3.1 Идентификация вредных и опасных факторов для электрической ПС

Электрическая подстанция относится к объектам повышенной опасности. Рабочее напряжение ПС 110/35/10 кВ, режим работы нейтрали трансформаторов по высокому напряжению — глухозаземленная нейтраль. На территории данной ПС отсутствует постоянный оперативный персонал.

На ПС имеют место быть следующие вредные факторы: электрические поля высокой напряженности, магнитные поля высокой напряженности, шумовое воздействие (звуковые колебания частотой 50 Гц + гармонические составляющие); опасные факторы: высокое напряжение (и связанная с ним опасность поражения электрическим током), повышенный уровень электромагнитных излучений [1].

3.2 Мероприятия для создания безопасных условий труда

Для защиты электротехнического персонала, обслуживающего ПС от поражения током электроустановки, применяется комплекс специальных мероприятий, используются средства защиты.

Все мероприятия по созданию безопасных условий труда в отношении поражения током электроустановки можно разделить на две большие группы: мероприятия организационные, мероприятия технические.

Большое внимание уделяется работе с персоналом, обслуживающим электроустановки [4].

3.2.1 Технические мероприятия

Во время подготовки рабочего места для работ со снятием напряжения в обязательном порядке должны быть произведены следующие мероприятия:

- выполнены необходимые отключения и должны приняты меры,

которые препятствуют подаче напряжения на рабочее место,

- на рубильниках и на ключах, где имеется дистанционное управление должны быть запрещающие плакаты,

- должно быть проверено отсутствие напряжения на всех токоведущих частях, и эти части должны быть заземлены,

- должно быть установлено заземление,

- должно быть вывешены указательные плакаты.

На месте выполнения работ должны быть выключены токоведущие части, на которых производятся работы [5].

Снятие напряжения нужно выполнять таким образом, чтобы выделенная для проведения работ часть электроустановки была отделена от токоведущих частей, находящихся под напряжением. При этом с каждой стороны должен быть видимый разрыв.

Приводы разъединителей, выключатели, рубильники, при помощи которыми может быть подано напряжения к месту работы, должны быть механически заперты.

В силовых и оперативных цепях приводов должны быть сняты предохранители.

3.2.2 Организационные мероприятия

В электроустановках любые работы должны выполняться по наряду или распоряжению.

Наряд является заданием на производство работы, этот наряд должен быть оформлен на специальном бланке и должно определять содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и лиц, ответственных за безопасное выполнение работы.

По наряду должны выполняться работы:

- с полным снятием напряжения,

- с частичным снятием напряжения,

- без снятия напряжения.

Распоряжение является заданием, в котором указано содержание, место, время, меры безопасности лиц, которым поручено ее выполнение, с указанием группы по электробезопасности.

По распоряжению могут выполняться работы:

- без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением,
- кратковременные и небольшие по объему работы с полным или частичным снятием напряжения.

Работы, которые производятся в порядке текущей эксплуатации, это обычно небольшие ремонтные работы по техническому обслуживанию, производимые в электроустановках напряжением до 1 000 В [16].

3.2.3 Инструктирование электротехнического персонала

Инструктажи подразделяют на [10]:

- вводный инструктаж,
- первичный инструктаж на рабочем месте,
- повторный инструктаж,
- внеплановый инструктаж,
- целевой инструктаж.

Вводный инструктаж проводит инженер по охране труда, со всеми принимаемыми на работу, с временными работниками, учащимися, командированными, прибывшими на обучение либо практику, а также учащимися в учебных заведениях.

Первичный инструктаж на рабочем месте проводит непосредственный руководитель работ по инструкциям по охране труда, разработанным для отдельных профессий или видов работ:

- со всеми работниками, принятыми в организацию, или переводимыми из другого подразделения.

Повторный инструктаж должны проходить все работающие, за исключением лиц, освобожденных от первичного инструктажа на рабочем

месте, не зависимо от их квалификации, образования и стажа работы не реже чем через 6 месяцев. Его проводят для того, чтобы проверить знания правил и инструкций по охране труда, а также с целью повышения знаний индивидуально или с группой работников одной профессии, бригады по программе инструктажа на рабочем месте.

Внеплановый инструктаж проводится [11]:

- при введении в действие новых или переработанных стандартов, правил, инструкций по охране труда, а также изменений к ним,
- при изменении, технологического процесса, замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, исходного сырья, материалов и других факторов, влияющих на безопасность труда,
- при нарушении работающими и учащимися требований безопасности труда, которые могут привести или привели к травме, аварии, взрыву или пожару, отравлению.

Целевой инструктаж проводится:

- при выполнении разовых работ, не связанных с прямыми обязанностями работника по специальности (погрузка, выгрузка, уборка территории, разовые работы вне предприятия, цеха и т.п.),
- при ликвидации последствий аварии, стихийных бедствий, производстве работ, на которые оформляется наряд-допуск, распоряжение.

3.2.4 Средства защиты

Для защиты работающих в ЭУ от поражения электротоком, воздействия электрической дуги и ЭМП применяют электрозащитные средства и СИЗ. К первым относят изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения, изолирующие устройства и приспособления, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками, диэлектрические перчатки, боты, галоши и ковры, изолирующие накладки и подставки, индивидуальные экранирующие комплекты, переносные заземления, диэлектрические колпаки, плакаты и

знаки безопасности; ко вторым - очки, каски, противогазы, рукавицы, предохранительные монтерские пояса и страховочные канаты.

3.2.5 Защита временем

Отсутствие на ПС постоянного оперативного персонала и непродолжительное пребывание ремонтного персонала при плановых и аварийно-восстановительных работах снижает вредное воздействие электромагнитных излучений, электрических и магнитных полей высокой напряженности. При этом дополнительные меры для защиты не требуются.

3.2.6 Защита от шумового воздействия

В нормальном режиме работы оборудование ПС по шумовым характеристикам не превышает допустимых значений. В аварийных режимах может наблюдаться незначительное превышение допустимого уровня. В целях защиты от шумового воздействия могут применяться противошумовые вкладыши, т. н. беруши.

3.3 Обеспечение безопасности при чрезвычайных ситуациях

В процессе эксплуатации энергообъекта могут возникать различные чрезвычайные ситуации, которые нужно предупреждать. Для ПС таковыми являются пожар, взрыв паров трансформаторного масла, прямой удар молнии.

3.3.1 Пожарная защита объекта

Строительные конструкции проектируемой ПС 110/35/10 кВ в основном относятся к категории "В" негорючие. Кабели прокладываются в траншеях и подземных железобетонных лотках с соблюдением требований [7] обеспечивающих пожарную безопасность в кабельном хозяйстве.

Для того, чтобы исключить растекания масла и предотвратить распространения пожара при повреждении силового трансформатора ТРДН 16000/110 кВ выполняется сеть маслопроводов из асбестоцементных труб со

сбросом масла в закрытый резервуар.

На ПС предусматривается набор первичных средств пожаротушения (огнетушители углекислотные и порошковые, ящики с песком, лопаты, кирки, ломы и другой инвентарь).

Электротехническое оборудование ОРУ и ЗРУ необходимо производить чистку по утвержденному графику, но не реже одного раза в полгода.

Запрещается в коридорах ОПУ и ЗРУ устраивать кладовые либо другие подсобки, не относящиеся к РУ, а также хранить оборудование, материалы, емкости и баллоны.

На территории ОРУ 110 кВ необходимо периодически скашивать. Запрещается сухую траву выжигать.

Средства пожаротушения в ОПУ и КРУН должны быть у входа.

Пожарные щиты и все средства пожаротушения должны окрашиваются в соответствующие цвета, согласно государственного стандарта.

Запрещается размещать огнетушители непосредственно у обогревателей. В местах установки на ОРУ передвижного пожарного оборудования должны быть обозначены места заземления.

3.3.2 Молниезащита объекта

Одним из важных условий бесперебойной работы электрических ПС является обеспечение надежной грозозащиты зданий, сооружений и ее электрооборудования.

Прямые воздействия тока молнии. К ним относятся тепловые и механические воздействия. Вторичные проявления тока молнии – это возникновение при грозовых разрядах электродвижущих сил и разностей потенциалов на различных металлических конструкциях, трубопроводах и проводах (внутри помещений или вблизи них), которые не подверглись непосредственному удару молнии.

ПС находится на территории ЯНАО. Размеры территории ПС:

114x140x11 м.

Среднегодовая продолжительность гроз в ЯНАО: $n_{\text{ч}} = 20-40$ ч/год.
Среднегодовое число ударов молнии в 1 км² земной поверхности (удельная плотность ударов молнии в землю): $n = 2 \text{ 1}/(\text{км}^2 \text{ ® год})$. Количество поражений молнией объекта в год:

$$N = ((S + 6 \cdot h) \cdot (L + 6 \cdot h) - 7,7 \cdot h^2) \cdot n \cdot 10^{-6} \quad (94)$$

$$N = ((114 + 6 \cdot 11) \cdot (140 + 6 \cdot 11) - 7,7 \cdot 11^2) \cdot 2 \cdot 10^{-6} = 0,072$$

Тип зоны защиты здания при использовании стержневых и тросовых молниеотводов - Б, категория молниезащиты - III.

Требования по устройству молниезащиты: здания и сооружения III категории по молниезащите должны быть защищены от прямых ударов молнии и заноса высокого потенциала через наземные (надземные) металлические коммуникации

В качестве заземления защиты от прямых ударов молнии во всех возможных случаях следует использовать железобетонные фундаменты зданий и сооружений при условии обеспечения непрерывной электрической связи по их арматуре и присоединения ее к закладным деталям с помощью сварки.

Таким образом, здание ЗРУ, имеющее металлическую кровлю дополнительно не оснащается средствами молниезащиты. Защита оборудования ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ выполняется с применением стержневых молниеотводов.

На линейных порталах, на трансформаторных порталах ПС устанавливаются стержневые молниеотводы высотой $h=20$ м, зона защиты соседней пары которых рассчитывается как зона защиты двойного стержневого молниеотвода.

Пара молниеотводов 1-2 (расстояние между двумя молниеотводами $L = 27$ м).

Выполняется условие $h < L < 6h$. Расчет зоны защиты производится на уровне земли и высоте 9 м.

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 20 = 18,4 \text{ м.}$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 20 = 30 \text{ м.}$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - h_x/0,92) = 1,5 \cdot (20 - 9/0,92) = 15,3 \text{ м.}$$

$$h_c = h_0 - 0,14(L - h) = 18,4 - 0,14(27 - 20) = 17,4 \text{ м.}$$

$$r_c = r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 20 = 30 \text{ м.}$$

$$r_{cx} = r_0 \cdot (h_c - h_x)/h_c = 30 \cdot (17,4 - 9)/17,4 = 14,5 \text{ м.}$$

Расчет для остальных пар молниеотводов при условии $h < L < 6h$ аналогичен и далее не приводится. Результаты расчета сведены в таблицу 29.

Таблица 29 - Расчет зон защиты молниеотводов

Пара молниеотводов	L, м	h ₀ , м	r ₀ , м	r _x , м	h _c , м	r _c , м	r _{cx} , м
1-2	27,0	18,4	30,0	11,5	17,4	30,0	10,5
1-3	50,0	18,4	30,0	11,5	14,2	30,0	6,0
1-4	36,0	18,4	30,0	11,5	16,2	30,0	8,9
2-5	48,0	18,4	30,0	11,5	14,5	30,0	6,5
2-3	48,0	18,4	30,0	11,5	14,5	30,0	6,5
2-4	45,0	18,4	30,0	11,5	14,9	30,0	7,1
2-6	27,0	18,4	30,0	11,5	17,4	30,0	10,5
6-5	50,0	18,4	30,0	11,5	14,2	30,0	6,0
6-7	37,0	18,4	30,0	11,5	16,0	30,0	8,7
5-7	29,0	18,4	30,0	11,5	17,1	30,0	10,1
3-8	35,0	18,4	30,0	11,5	16,3	30,0	9,1
4-8	50,0	18,4	30,0	11,5	14,2	30,0	6,0
5-8	39,0	18,4	30,0	11,5	15,7	30,0	8,4
7-9	50,0	18,4	30,0	11,5	14,2	30,0	6,0
8-9	24,0	18,4	30,0	11,5	17,8	30,0	10,9
8-10	28,0	18,4	30,0	11,5	17,3	30,0	10,3
9-11	26,0	18,4	30,0	11,5	17,6	30,0	10,6
10-11	30,0	18,4	30,0	11,5	17,0	30,0	10,0
9-12	28,0	18,4	30,0	11,5	17,3	30,0	10,3

Расположение защитных зон каждого из молниеотводов с привязкой к оборудованию ПС показано на листе 7.

3.4 Мероприятия по охране окружающей среды

На ПС открытого типа основным источником загрязнения окружающей среды является трансформаторное масло. Его выброс может возникнуть при возникновении аварийной ситуации. Чтобы свести загрязнение к минимуму, при проектировании предусмотрена установка металлических резервуаров под трансформаторное масло.

Вредное действие магнитного поля на живые организмы, и в первую очередь на человека, проявляется только при очень высоких напряжённостях порядка 150-200 А/м, возникающих на расстояниях до 1-1,5 м от проводов фаз ВЛ, и представляет опасность при работе под напряжением.

Для эксплуатационного персонала ПС установлена допустимая продолжительность периодического и длительного пребывания в электрическом поле при напряжённостях на уровне головы человека (1,8 м над уровнем земли): 5 кВ/м – время пребывания неограниченно; 10 кВ/м – 180 мин; 15 кВ/м – 90 мин; 20 кВ/м – 10 мин; 25 кВ/м – 5 мин. Выполнение этих условий обеспечивает самовосстановление организма в течении суток без остаточных реакций и функциональных или патологических изменений.

Для защиты неэксплуатационного персонала от электромагнитных полей электрической ПС предусматриваются санитарно-защитные зоны. Так как ПС расположена не в селитебной зоне, дополнительные меры для защиты от электромагнитных полей не предусматриваются.

4. Технико-экономическое обоснование проекта

В данной части ВКР рассмотрены вопросы технико-экономического анализа эксплуатации подстанции Варенга-Яха 110 кВ.

Энергетика имеет свои технологические особенности, без учёта которых невозможен выбор варианта технического решения и их необходимо учитывать:

- непрерывность и соразмерность во времени процессов производства и потребления энергии,
- режимы производства энергии соответствуют режимам её потребления,
- невозможность складирования энергетической продукции,
- необходимость наличия резервных мощностей,
- невозможность отбраковки энергетической продукции,
- в качестве продукции выступают мощность и энергия.

Инвестиции, обеспечивающие создание и воспроизводство фондов, относятся к капиталообразующим.

Существуют несколько методов определения эффективности инвестиций:

- метод определения срока окупаемости инвестиций,
- метод чистого дисконтированного дохода,
- метод расчёта внутренней ставки рентабельности,
- метод расчёта совокупных затрат.

Рассмотрим данные методы подробнее.

Метод определения срока окупаемости инвестиций основан на определении периода времени, который потребуется для возмещения суммы первоначальных инвестиций. Простой срок окупаемости рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{инв}}}{\Pi}, \quad (95)$$

где: $K_{\text{инв}}$ - первоначальный инвестиционный капитал;

Π – денежные поступления от инвестиций, руб/год.

Расчетный срок окупаемости не должен превышать срока действия инвестиционного проекта. Срок окупаемости в таком случае:

$$T_{\text{расч}} = t \text{ при котором, } \sum \Pi_i > K_{\text{инв}} \quad (96)$$

Дисконтированный срок окупаемости имеет определённую величину при следующем неравенстве:

$$T_p = \frac{K_{\text{инв}}}{\Pi} < \frac{(1 + R)}{R}. \quad (97)$$

Текущая сумма дисконтированных притоков и чистый дисконтированный доход рассчитываются соответственно:

$$PV = \sum \frac{\Pi_t}{(1 + R)^t}, \quad (98)$$

где Π_t - поступление денежных средств в конце периода t ;

T – срок жизни проекта.

$$NPV = PV - K_{\text{инв}} \quad (99)$$

Если инвестиции осуществляются несколько лет, необходимые финансовые средства приводятся к расчётному году и тогда:

$$NPV = \sum \frac{\Pi_t}{(1 + R)} - \sum \frac{K_t}{(1 + R)}. \quad (100)$$

Метод расчёта внутренней ставки рентабельности.

Внутренняя ставка рентабельности (IRR) – это такое значение коэффициента дисконтирования, при котором NPV равна нулю.

При постоянных ежегодных денежных поступлениях вычисление IRR проводится табличным методом: сначала вычисляется PV:

$$PV = \text{инвестиции/ежегодный приток денежных средств.}$$

Метод расчёта совокупных затрат (метод затратной эффективности) применяется когда инвестиций не сопровождаются денежными поступлениями (реконструкция отдельных технологических установок). Основным критерием в таком случае является минимум совокупных затрат за расчётный период:

$$Z_t = \sum \frac{K_t - I_t}{(1 + R)} \rightarrow \min, \quad (101)$$

где: K_t - капитальные затраты за данный период;

I_t - текущие затраты за тот же период.

Капиталовложения в строящуюся подстанцию определяются укрупнёнными показателями стоимости вновь устанавливаемого оборудования: воздушной линии, трансформаторов, ОРУ 110 кВ с элегазовыми выключателями, что включает в себя приблизительно затраты на разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения и прочее.

Издержки складываются из издержек на эксплуатацию и издержек, связанных с потерями энергии.

Капиталовложения в строительство и эксплуатацию подстанций приведены в таблицах 30 и 31.

Таблица 30 - Капиталовложения в строительство объектов

Оборудование	Кол-во	Цена, тыс.руб. (в ценах 2000)	Цена, млн.руб.	Стоимость, млн.руб.
Воздушная линия 110 кВ	3,8	31300	130,02	494,08
Трансформатор ТРДН-16000/110	2	7300	30,325	60,65
ОРУ-110 кВ с элегазовыми	1	15200	63,14	63,14
Ячейка выключателя 10кВ	26	160	0,665	17,28
Постоянная часть затрат	-	9000	37,39	37,39
Итого				672,54

Таблица 31 - Эксплуатационные издержки на подстанции

Объект	Кап. вложения, млн.руб	$\alpha_{ам.}, \%$	$\alpha_{обсл.}, \%$	$I_{ам.},$ млн.руб/ год	$I_{обсл.},$ млн.руб/ год	$I_{экс.},$ млн.руб/ год
ПС	178,46	6,4	3,0	11,42	5,35	16,77
Воздушная линия	494,08	3,5	2,0	17,29	9,88	27,17
Сумма				28,71	15,23	43,94

Издержки, связанные с потерями электроэнергии рассчитаны в разделе 2.

$$I_{п} = \left(\frac{S_{\max}^2}{S_{\text{ном}}^2} \cdot \tau \cdot P_{к} \cdot C_{\text{пм}} + t \cdot P_{\text{хх}} \cdot C_{\text{пс}} \right) \cdot 10^{-2} \quad (102)$$

$$I_{п} = \left(\frac{22000^2}{32000^2} \cdot 4400,84 \cdot 100 \cdot 20 + 8760 \cdot 23 \cdot 20 \right) \cdot 10^{-2} = 81,9 \text{ т.р.}$$

Согласно проведённым расчётам поток инвестиций составляет 672,54 млн. руб. Текущие издержки состоят из затрат на амортизацию и обслуживание, и потери электроэнергии, которые составляют соответственно 43,94 и 0,081 млн. руб./год.

Минимум совокупных (дисконтированных) затрат за расчетный период:

$$Z_t = K_{\text{ИНВ}} + \sum \frac{I_t}{(1 + R)^t} \quad (103)$$

$$Z_t = 672,54 + \frac{44,427}{1,15} + \frac{44,427}{1,15^2} + \frac{44,427}{1,15^3} + \frac{44,427}{1,15^4} + \frac{44,427}{1,15^5} =$$

$$= 821,47 \text{ млн руб.}$$

Приток наличности состоит из дохода от реализации электроэнергии, который рассчитывается по формуле:

$$R = (P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} - \Delta \mathcal{E}) \cdot C_{\text{пэ}} \quad (104)$$

где $C_{\text{пэ}}$ - тариф на передачу электроэнергии, руб/МВтч.

$$R = (2 \cdot 16 \cdot 6117,76 - 1104) \cdot 1186,58 = 230,984 \text{ млн. руб.}$$

Срок окупаемости принят равным 6 лет. Норма дисконта – 15 %.

Результаты расчета чистого дисконтированного дохода для строительства подстанции представлены в таблице 32.

Таблица 32 - Расчет чистого дисконтированного дохода для строительства подстанции

Период времен и $t, \text{год}$	Инвестиции и текущие расходы, $K + I$ млн. руб.	Поступлени я	Приток денежных средств, млн. руб.	Коэффициент дисконта $dt = 1/(1+E)^t$	Текущая дисконт. Стоимость, млн. руб.
1	2	3	4	5	6
0	672,54	0	-672,54	1	-672,54
1	44,427	230,984	186,557	0,8696	162,22
2	44,427	230,984	186,557	0,7562	141,07
3	44,427	230,984	186,557	0,6576	122,68
4	44,427	230,984	186,557	0,5718	106,67

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4	5	6
5	44,427	230,984	186,557	0,4972	92,76
6	44,427	230,984	186,557	0,4323	80,65
Чистый дисконтированный доход					+33,51

Определение экономической эффективности методом внутренней ставки рентабельности.

$$\frac{186,557 \cdot 6}{(1 + E)^6} = \frac{672,54}{(1 + E)^0};$$

$$\frac{1119,34}{(1 + E)^6} = 672,54;$$

$$\sqrt[6]{1,66} - 1 = 0,14.$$

Внутренняя ставка рентабельности равна 14%, что выше ставки банковского процента - 12%. Следовательно, строительство экономически выгодно.

Определение экономической эффективности методом срока окупаемости.

$$T_{ок} = \frac{672,54}{186,557} = 3,6 \text{ лет.}$$

Затраты на строительство при норме дисконта 12% окупятся в течение 3 лет и 7 месяцев.

Вывод: все методы оценки экономической эффективности инвестиций дали положительный результат, проект может быть принят к исполнению..

Заключение

В данной ВКР в соответствии с заданием рассмотрены вопросы реконструкции электрической части ПС 110/35/10 Варенга-Яха, которая снабжает электроэнергией предприятия и бытовую нагрузку г. Новый Уренгой.

Подстанция ПС №110/35/10 кВ Варенга-Яха территориально расположена в г. Новый Уренгой Ямало-Ненецкого АО. Обслуживанием и эксплуатацией данной подстанции занимается подразделение АО Россети Тюмень Северные электрические сети. Подстанция ПС №110/35/10 кВ «Варенга-Яха» начала эксплуатироваться в 1981 году. Данная подстанция является отпаечной подстанцией.

Произведена, реконструкция ПС 110/35/10 «Варенга-Яха» с подключением подстанции к городскому кольцу 35 кВ. Выбраны схемы и оборудование ЗРУ-110 кВ, ЗРУ-35 кВ, ЗРУ-10 кВ. Были внесены предложения по внедрению автоматизации ПС. Произведён расчет контура заземления.

Произведен расчет актуальных нагрузок, выполнена на основании технико-экономического сравнения оценка двух различных вариантов силовых трансформаторов, применяемых на подстанции при реконструкции.

Для установки на ПС произведён выбор нового электрического оборудования, а именно: элегазовые и вакуумные выключатели, ограничители перенапряжений, разъединители горизонтально-поворотного типа. Произведен расчет заземляющего устройства и выполнен расчёт защиты от молний. Произведён расчёт релейной защиты ПС, которая исполнена на современной микропроцессорной элементной базе.

Также в работе уделено внимание вопросам безопасности и экологичности. Оценки экономической эффективности инвестиций дали положительный результат, поэтому проект может считаться экономически целесообразным и в данном виде может быть принят к исполнению.

Список используемых источников

1. Алиев И.И. Асинхронные двигатели в однофазном и трехфазном режимах. - М.: РадиоСофт, 2004. - 128 с.
2. Гордон Г.Ю., Вайнштейн Л.И. Электротравматизм и его предупреждение. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 256 с.
3. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.- Новосибирск: Сиб.унив.изд-во, 2007. - 10 с.
4. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. - Новосибирск: Сиб.унив.изд-во, 2010. - 37 с.
5. ГОСТ 14209-97. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые перегрузки.- Новосибирск: Сиб.унив.изд-во, 2010. - 76 с.
6. Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. - М.: Энергоатомиздат, 1989.
7. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий. - М.: Кнорус, 2011. - 368 с.
8. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 456 с.
9. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. - М.: ИД «ФОРУМ»: ИНФРА-М, 2008. - 480 с.
10. Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации. - М.: НЦ ЭНАС, 2007. - 40 с.
11. ПОТ Р М-016-2001. РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. - М.: НЦ ЭНАС, 2010. - 184 с.
12. Правила технической эксплуатации электрических станций и

сетей РФ. -М.: Омега-Л, 2012. - 256 с.

13. Правила устройства электрических установок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7 - Новосибирск: Сиб.унив.изд-во, 2010.

14. Рекомендации по применению и выбору уставок дифференциального модуля SPCD 3D53 реле SPAD 346С. Дифференциальное реле с торможением. Руководство пользователя и техническое описание. - АББ Реле — Чебоксары, 1999.

15. Руководство по выбору уставок Сириус ТЗ. - М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2008.

16. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение. - М.: ГПЦПП Минстроя России, 1995. - 34 с.

17. Справочник по проектированию электроснабжения под. ред. Ю.Г. Барыбина и др.-М.: Энергоатомиздат, 1990. - 576 с.

18. Справочник по проектированию электрических систем под ред. С.С.Рокотяна, И.М.Шапиро. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 352 с.

19. Справочник по строительству подстанций 110- 750 кВ под ред. М. А. Реута. Москва: Энергоиздат, 1982.

20. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. - М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. - 96 с.

21. Федоров А.А. Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов — 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергия, 1979. - 408 с.

22. Электрические кабели, провода, шнуры: Справочник под. ред. Н.И. Белоруссова и др.-М.: Энергоатомиздат, 1988. - 536 с.