

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 ПС 35/10 кВ «Синеглазка»

Обучающийся

М.С. Верещагин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.Н. Черненко

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

Тольятти 2022

Аннотация

Выпускная квалификационная работа посвящена вопросам реконструкции электрической части подстанции 35/10 кВ «Синеглазка».

При выполнении работы произведен расчет увеличившихся за последние годы нагрузок и построен перспективный годовой график нагрузки подстанции. На основе технико-экономического сравнения двух вариантов номинальной мощности трансформаторов ГПП выбран оптимальный по приведенным затратам. Обоснована схема трансформаторной подстанции. Определены значения токов короткого замыкания на сторонах 35 и 10 кВ подстанции. Выбраны электрические аппараты: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения для установки на ГПП. Все выбранное электрооборудование было проверено на термическую и электродинамическую стойкость к воздействию токов короткого замыкания.

Выбран род оперативного тока. Рассчитана мощность трансформаторов собственных нужд подстанции. Определены параметры системы заземления и молниезащиты ГПП.

Пояснительная записка работы состоит из основной текстовой части на 58 страницах, включая 7 графических рисунков и 2 таблицы. Работа дополняется графической частью состоящей из 6 чертежей, выполненных на формате А1.

Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика реконструируемой подстанции	6
2 Расчет перспективных нагрузок, получающих питание от ГПП «Синеглазка»	7
3 Техничко-экономическое сравнение двух вариантов номинальной мощности трансформаторов ГПП.....	9
3.1 Первый вариант с установкой на ГПП 2х трансформаторов типа ТДН - 10000/35/10.....	10
3.2 Второй вариант с установкой на ГПП 2х трансформаторов типа ТДН - 16000/35/10.....	14
4 Обоснование электрической схемы ГПП «Синеглазка».....	17
5 Расчет токов короткого замыкания на сторонах 35 и 10 кВ.....	19
5.1 Расчет токов короткого замыкания в точке К1	21
5.2 Расчет токов короткого замыкания в точке К2	22
6 Выбор электрических аппаратов для установки на ГПП «Синеглазка»	24
6.1 Выбор выключателей.....	24
6.2 Выбор разъединителей 35 кВ.....	30
6.3 Выбор измерительных трансформаторов тока (ТТ).....	31
6.4 Выбор измерительного трансформатора напряжения	36
6.5 Выбор ошиновки на подстанции	38
6.6 Выбор изоляторов для установки на ГПП.....	42
7 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформаторов ГПП.....	45
7.1 Определение уставок дифзащиты ДЗТ-2.....	46
7.2 Определение уставок дифзащиты ДЗТ-1	47
7.3 Проверка чувствительности защиты.....	48
8 Расчет нагрузок системы собственных нужд ГПП и выбор ТСН.....	50
9 Определение параметров системы заземления на подстанции	51
10 Определение параметров молниезащиты на подстанции	55

Заключение	56
Список используемых источников.....	57

Введение

К элементам энергетической системы относятся: «электротехническое (генераторы, трансформаторы, коммутационная аппаратура и т.д.) и теплосиловое (котлы, бойлеры и т.д.) оборудования электростанций; линии электропередач – ЛЭП; трансформаторные подстанции – ПС; тепловая автоматика и тепловые защиты; устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики, средства диспетчерского управления; устройства продольной и поперечной компенсации параметров ЛЭП, т.е. установки продольной компенсации и шунтирующие реакторы; источники реактивной мощности, т.е. синхронные компенсаторы, конденсаторные батареи, статические тиристорные компенсаторы» [1, 3-6].

К системе электроснабжения предъявляются следующие ключевые свойства [2]:

- обеспечение заданной надежности электроснабжения потребителей и недопущении перерывов в электроснабжении сверх установленного нормами предела;

- создание условий для передачи электроэнергии установленного стандартами качества и в случае необходимости разработка и внедрение технических и схемных решений для приведения её показателей в установленные нормы;

- обеспечение устойчивого функционирования системы электроснабжения, реализация технической возможности продолжения электроснабжения потребителей после выхода из строя отдельных элементов её системы.

Цель данной работы заключается в обеспечении надежного электроснабжения потребителей, получающих питание от подстанции «Синеглазка», путем разработки мер своевременной реконструкции и замены устаревшего и отслужившего свой срок оборудования подстанции.

1 Характеристика реконструируемой подстанции

Подстанция «Синеглазка» расположена в республике Марий Эл. От подстанции «Синеглазка» получают питание поселок городского типа «Советский», поселок «Ургакш», деревни «Шулындино» и «Фокино».

Основным промышленным потребителем является птицефабрика «Акашево».

Местоположение подстанции приведено на рисунке 1.

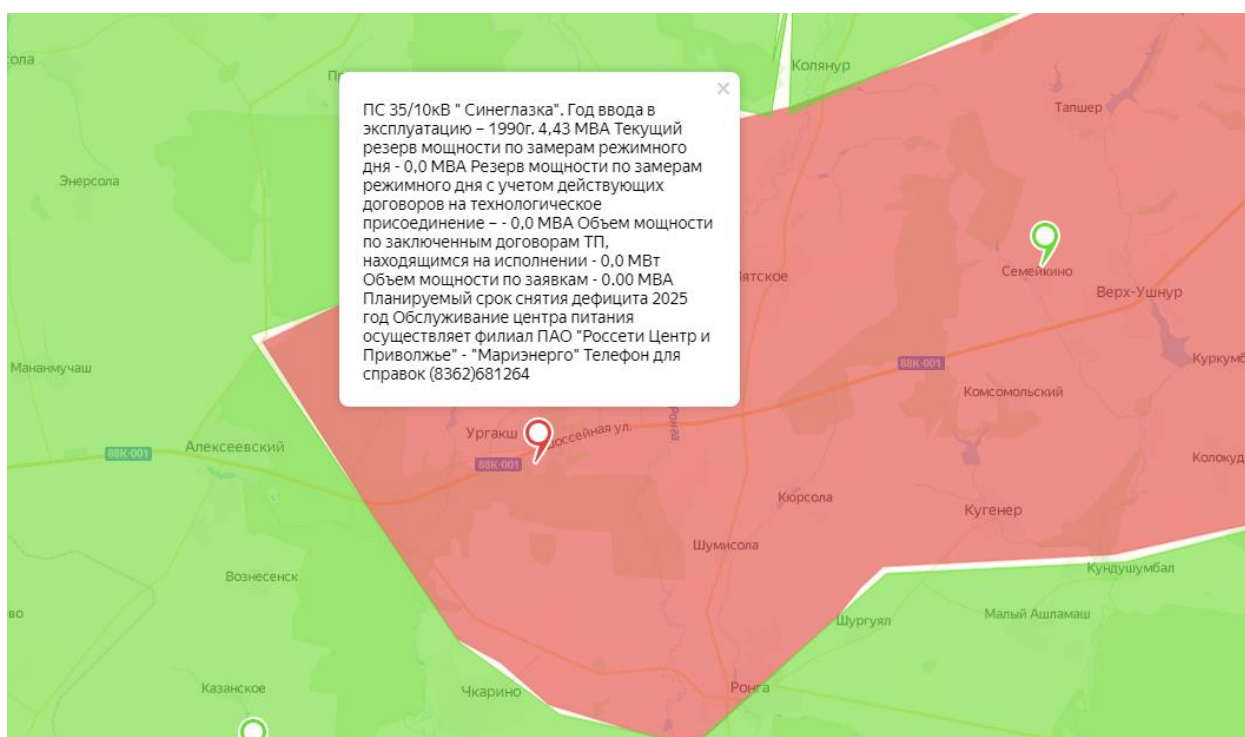


Рисунок 1 - Местоположение подстанции «Синеглазка»

Подстанция была введена в эксплуатацию в 1990 году. В последние годы наблюдается постепенный рост нагрузки, связанный в первую очередь с ростом производства продукции на прилегающей птицефабрике. Предприятие занимается производством кормов, производством цыплят родительских форм, выращиванием цыплят-бройлеров, переработкой мяса птицы. Технологический процесс на головном производстве регулярно обновляется в связи с расширением ассортимента выпускаемой продукции.

Вывод: дана характеристика реконструируемой подстанции.

2 Расчет перспективных нагрузок, получающих питание от ГПП «Синеглазка»

Составляем годовой график нагрузки подстанции на трехлетнюю перспективу (рисунок 2), основываясь на годовых темпах прироста нагрузки.

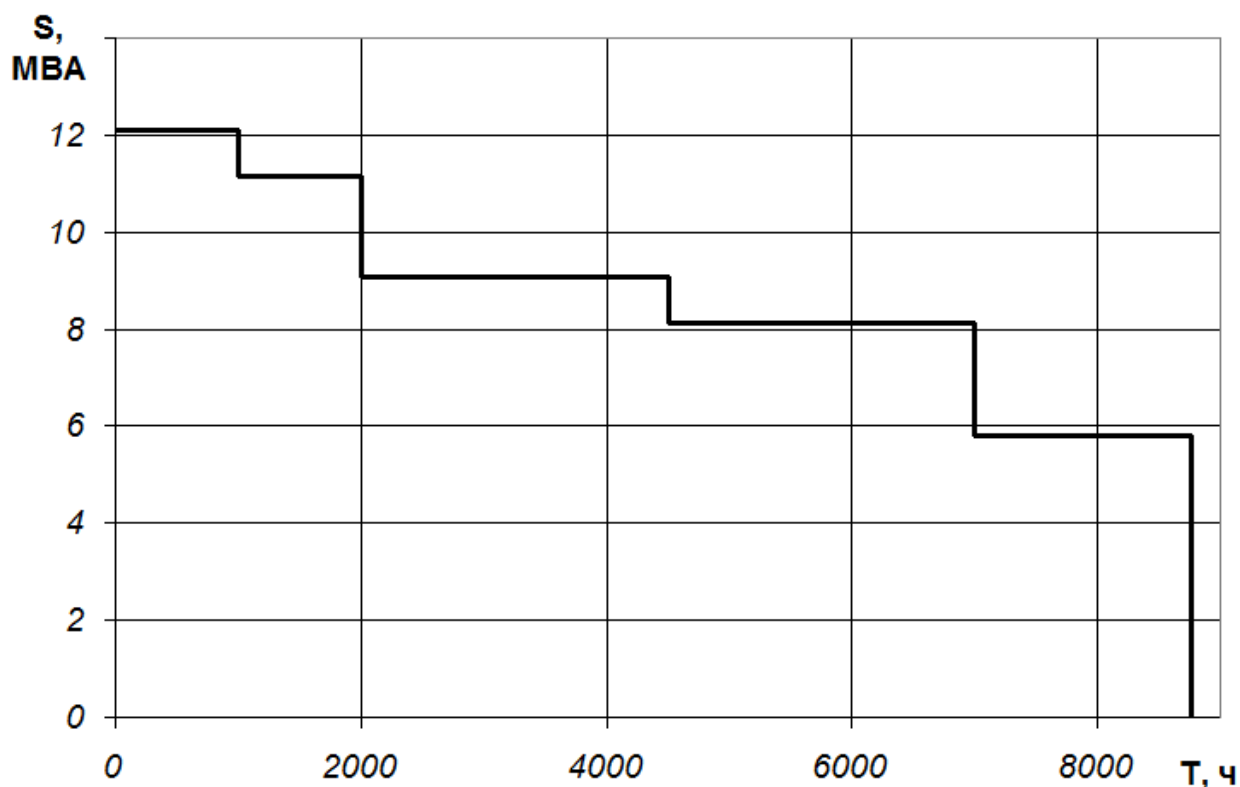


Рисунок 2 – Годовой график нагрузки подстанции на трехлетнюю перспективу

Годовое потребление электроэнергии определяем, как произведение продолжительности ступени годового графика на величину потребляемой мощности на этой ступени [7, 8]:

$$W_{ПС} = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in}, \quad (1)$$

где $P_{in}(t)$ - мощность на i ступени графика нагрузки;

« t_{in} - продолжительность i ступени графика нагрузки» [7];

$$W_{ПС} = (10,89 \cdot 1 + 10,02 \cdot 1 + 8,17 \cdot 2,5 + 7,3 \cdot 2,5 + 5,23 \cdot 1,76) \cdot 10^3 =$$

$$= 68,8 \cdot 10^3 \text{ MВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовое число часов использования максимума нагрузки определяем путем деления потребленной электроэнергии за год на максимальное значение нагрузки:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{МАХ.ПС}}, \quad (2)$$

где W - объем годового электропотребления;

$P_{\max.пс}$ - максимум нагрузки подстанции;

$$T_M = \frac{68,8 \cdot 10^3}{10,89} = 6317 \text{ ч}.$$

Коэффициент заполнения графика определим по формуле:

$$K_{зАП} = \frac{T_M}{8760}, \quad (3)$$

$$K_{зАП} = \frac{6317}{8760} = 0,72.$$

Вывод: определены перспективные нагрузки, получающие питание от ГПП «Синеглазка».

3 Технико-экономическое сравнение двух вариантов номинальной мощности трансформаторов ГПП

«Силовые трансформаторы, установленные на электростанциях и подстанциях, предназначены для преобразования электроэнергии с одного напряжения на другое.

Трансформаторы изготавливают трехфазными и однофазными, двух- и трехобмоточные, также применяются трансформаторы с расщепленной обмоткой.

Наибольшее применение получили трехфазные трансформаторы, так как потери в них на 12-15 % ниже, чем в группе трех однофазных трансформаторов такой же суммарной мощности» [2,7].

«К основным параметрам трансформатора относятся: номинальные мощность, напряжение, ток; напряжение КЗ; ток холостого хода; потери холостого хода и КЗ.

Номинальной мощностью трансформатора $S_{ном}$ называется указанное в заводском паспорте значение полной мощности, на которую непрерывно может быть нагружен трансформатор в номинальных условиях места установки и охлаждающей среды при номинальных частоте и напряжении» [2, 4, 7].

«Номинальные напряжения обмоток – это напряжения первичной и вторичной обмоток при холостом ходе трансформатора. Для трехфазного трансформатора – это его линейное (междуфазное) напряжение. При работе трансформатора под нагрузкой и подведении к зажимам его первичной обмотки номинального напряжения на вторичной обмотке напряжение меньше номинального на величину потери напряжения в трансформаторе» [2,3].

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей ответственных категорий, которые должны получать питания не менее чем от 2 источников питания предусматриваем установку на реконструируемой

подстанции двух питаемых по отдельным воздушным линиям электропередачи силовых трансформаторов. Мощность каждого с учетом возможной продолжительной перегрузки в послеаварийном режиме найдем по формуле:

$$S_{номт} \approx K_{1-2} \cdot S_{PI} \frac{1}{K_{пер}}, \quad (4)$$

где « K_{1-2} – коэффициент участия в нагрузке потребителей 1-й и 2-й категории;

$K_{пер}$ – коэффициент приближенной допустимой аварийной перегрузки трансформатора» [4];

$$S_{номт} \approx 0,8 \cdot 12100 \cdot \frac{1}{1,4} = 6914 \text{ кВА.}$$

По данным, представленным на сайте производителя силовых трансформаторов выбираем для дальнейшего сравнения два силовых трансформатора одного типа, но разной мощности ТДН-10000/35/10 и ТДН-16000/35/10.

3.1 Первый вариант с установкой на ГПП 2х трансформаторов типа ТДН - 10000/35/10

Исходные данные взяты из справочной информации доступной на интернет-сайте производителя: $\Delta P_{XX} = 12 \text{ кВт}$, $\Delta P_{КЗ} = 60 \text{ кВт}$, $i_{XX} = 0.75 \%$, $u_{КЗ} = 8 \%$, $K_T = 22000 \text{ тыс. руб.}$

Определим приведенные потери активной мощности в одном силовом трансформаторе в режиме XX [9, 10]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (5)$$

где « ΔP_x – потери мощности трансформатора в режиме ХХ;

K_{un} – коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей от источников питания и составляет» [9];

$$\Delta P_x' = 12 + 0,05 \cdot 75 = 15,75 \text{ кВт},$$

Находим потери реактивной мощности в силовом трансформаторе в режиме его работы на холостом ходу:

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (6)$$

где « ΔQ_x – потери реактивной мощности трансформатора в режиме ХХ;

$I_{xx\%}$ – ток холостого хода трансформатора» [9];

$$\Delta Q_x = 0,75 \cdot 10000 / 100 = 75 \text{ квар},$$

$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}.$$

Определим приведенные потери активной мощности в одном силовом трансформаторе в режиме КЗ:

$$\Delta Q_k = u_{k\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (7)$$

где « $u_{k\%}$ – напряжение КЗ трансформатора;

$S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформатора» [9];

$$\Delta Q_k = 8 \cdot 10000 / 100 = 800 \text{ квар},$$

$$\Delta P_k' = \Delta P_k + K_{un} \cdot \Delta Q_k, \quad (8)$$

$$\Delta P_k' = 60 + 0,05 \cdot 800 = 100 \text{ кВт}.$$

«Найдем коэффициент загрузки одного трансформатора при его работе на максимальной ступени годового графика нагрузки подстанции» [9]:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном,Т}}, \quad (9)$$

где « $S_{нагр}$. – расчетная нагрузка трансформатора» [];

$$K_3 = \frac{12100}{10000} = 1.21 .$$

«Определим суммарные приведенные потери активной мощности в одном силовом трансформаторе» [9]:

$$P_m^{\dot{}} = \Delta P_x^{\dot{}} + K_3^2 \cdot \Delta P_k^{\dot{}}, \quad (10)$$

$$P_m^{\dot{}} = 15.75 + 1.21^2 \cdot 100 = 162.16 \text{ кВт}.$$

Используя годовой график нагрузки, представленный на рисунке 2 найдем годовые потери электроэнергии в трансформаторах ГПП по формуле:

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P_x' \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{3\phi}^2 \cdot \Delta P_k' \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (11)$$

где « i – порядковый номер ступени графика нагрузки;

n_i – число трансформаторов ПС, находящихся в работе на i -ой ступени годового графика нагрузки;

K_3 – коэффициенты загрузки обмоток соответствующего напряжения трансформатора на i -ой ступени;

T_i – продолжительность нахождения нагрузки на i -ой ступени» [9].

«Мощности на каждой ступени годового графика и его

продолжительности, а также результаты расчета потерь электроэнергии в режимах КЗ и ХХ заносим в таблицу 1» [9].

Таблица 1 - Мощности на каждой ступени годового графика и его продолжительности, а также результаты расчета потерь электроэнергии в режимах КЗ и ХХ для варианта с трансформаторами ТДН - 10000/35/10

i ступень графика	S_{Bi} , MVA	T_i , $ч$	$K_{зBi}$	$\Delta W_{кBi}$, $кВт \cdot ч$	ΔW_{xi} , $кВт \cdot ч$
1	12.100	1000	1.210	73205	31500
2	11.135	1000	1.114	61998	31500
3	9.075	2500	0.908	102945	78750
4	8.110	2500	0.811	82222	78750
5	5.820	1760	0.582	29809	55440
		$\Sigma \Delta W_{кBi} = 350178$		$\Sigma \Delta W_{xi} = 275940$	

Зная годовые потери электрической энергии и стоимость 1 кВт·ч определим стоимость годовых потерь:

$$I_{\Delta W_{nc}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э}, \quad (12)$$

где « ΔW_{nc} – годовые потери электроэнергии в трансформаторах;

$C_{э}$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии» [9].

$$I_{\Delta W_{nc}} = (350178 + 275940) \cdot 2.325 = 1456 \text{ тыс. руб.}$$

Найдем суммарные приведенные затраты для варианта установки на ГПП двух трансформаторов ТДН - 10000/35/10:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{э} + I_{\Delta W_{nc}}, \quad (13)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 44000 + 4134 + 1456 = 16583 \text{ тыс. руб.}$$

где $K = 2 \cdot 22000 = 44000$ тыс.руб. – стоимость двух СТ типа ТДН-10000/35;

$$I_9 = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 44000 = 4134 \text{ тыс.руб.} - \text{издержки за год.}$$

3.2 Второй вариант с установкой на ГПП 2х трансформаторов типа ТДН -16000/35/10

Исходные данные взяты из справочной информации доступной на интернет-сайте производителя: $\Delta P_{XX} = 17 \text{ кВт}$, $\Delta P_{K3} = 85 \text{ кВт}$, $i_{XX} = 0.7 \%$, $u_{K3} = 10 \%$, $K_T = 25055 \text{ тыс.руб.}$

Определим величину переведённых потерь активной мощности в силовом трансформаторе понизительной подстанции при его работе в режиме холостого хода:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (14)$$

$$\Delta P_x' = 17 + 0.05 \cdot 112 = 22.6 \text{ кВт},$$

Находим потери реактивной мощности в силовом трансформаторе в режиме его работы на холостом ходу:

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} + S_{\text{ном.т}} / 100, \quad (15)$$

$$\Delta Q_x = 0.7 + 16000 / 100 = 112 \text{ квар},$$

$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}.$$

Опираясь на исходные данные о напряжении короткого замыкания и номинальной мощности силового трансформатора находим величину потерь реактивной мощности в силовом трансформаторе в режиме короткого замыкания:

$$\Delta Q_k = u_{k\%} \cdot S_{\text{ном.т}} / 100, \quad (16)$$

$$\Delta Q_k = 10 \cdot 16000 / 100 = 1600 \text{ квар},$$

$$\Delta P'_k = \Delta P_k + K_{um} \cdot \Delta Q_k, \quad (17)$$

$$\Delta P'_k = 85 + 0.05 \cdot 1600 = 165 \text{ кВт}.$$

«Найдем коэффициент загрузки одного трансформатора при его работе на максимальной ступени годового графика нагрузки подстанции» [9]:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном,Т}}, \quad (18)$$

$$K_3 = \frac{12100}{16000} = 0.756 .$$

«Определим суммарные приведенные потери активной мощности в одном силовом трансформаторе» [9]:

$$P_m^{\dot{}} = \Delta P_x^{\dot{}} + K_3^2 \cdot \Delta P_k^{\dot{}}, \quad (19)$$

$$P_m^{\dot{}} = 22.6 + 0.756^2 \cdot 165 = 116.97 \text{ кВт}.$$

Используя годовой график нагрузки, представленный на рисунке 2 найдем годовые потери электроэнергии в трансформаторах ГПП по формуле:

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{3\phi}^2 \cdot \Delta P'_k \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (20)$$

Мощности на каждой ступени годового графика и его продолжительности, а также результаты расчета потерь электроэнергии в режимах КЗ и ХХ заносим в таблицу 2.

Зная годовые потери электрической энергии и стоимость 1 кВт·ч определим стоимость годовых потерь:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{э}}, \quad (21)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (225700 + 395952) \cdot 2.325 = 1445 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 2 - Мощности на каждой ступени годового графика и его продолжительности, а также результаты расчета потерь электроэнергии в режимах КЗ и ХХ для варианта с трансформаторами ТДН - 16000/35/10

i ступень графика	S_{Bi} , МВА	T_i , ч	$K_{зBi}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	ΔW_{xi} , кВт·ч
1	12.100	1000	0.756	47183	45200
2	11.135	1000	0.696	39959	45200
3	9.075	2500	0.567	66351	113000
4	8.110	2500	0.507	52994	113000
5	5.820	1760	0.364	19213	79552
$\Sigma \Delta W_{кBi} = 225700$			$\Sigma \Delta W_{xi} = 395952$		

Найдем суммарные приведенные затраты для варианта установки на ГПП двух трансформаторов ТДН - 16000/35/10:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{\text{э}} + I_{\Delta W_{ПТС}}, \quad (22)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 50110.67 + 4710 + 144 = 18683 \text{ тыс.руб.}$$

где $K = 2 \cdot 25055.33 = 50110.67 \text{ тыс.руб.}$ – стоимость двух СТ типа ТДН-16000/35;

$$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 50110.67 = 4710 \text{ тыс.руб.}$$
 – издержки за год.

Вывод: приведенные затраты на вариант с установкой на ГПП двух СТ типа ТДН-16000/35 составляют 18,7 млн.руб., что значительно превышает приведенные затраты в 16,6 млн.руб. на реализацию варианта установки на ГПП двух СТ типа ТДН-10000/35, который и принимаем к реализации.

4 Обоснование электрической схемы ГПП «Синеглазка»

«Упрощенные схемы без сборных шин или с короткими перемычками между присоединениями получили применение для РУ с малым числом присоединений. Для четырех присоединений – двух линий и двух трансформаторов применяют схемы с мостом» [9] (рисунки 3, 4).

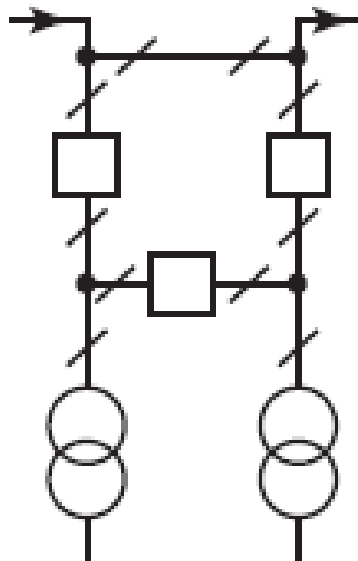


Рисунок 3 - Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий

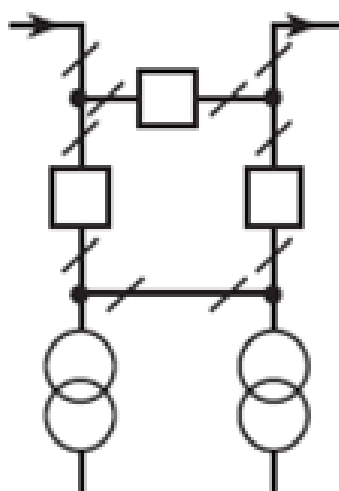


Рисунок 4 - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

«К упрощенным схемам относятся также так называемые блочные схемы, например, схема разъединитель – выключатель» [9], внешний вид которой при установке на подстанции одного силового трансформатора приведен на рисунке 5.



Рисунок 5 – Одиночный блок с разъединителем и выключателем

Вывод: для подстанции со стороны 35 кВ принимаем типовую схему №35-4Н в которой устанавливается 2 блока с высоковольтными выключателями и соединительной перемычкой без выключателя со стороны подходящих ЛЭП.

5 Расчет токов короткого замыкания на сторонах 35 и 10 кВ

«В трехфазной системе возможны трехфазное; двухфазное и однофазное короткое замыкания. Однофазное КЗ возможно только в сетях с глухозаземленными или эффективно заземленными нейтралями. В электрических сетях, работающих с изолированными нейтралями или нейтралями, заземленными через компенсирующие устройства, замыкание одной фазы на землю называется простым замыканием или однофазным замыканием на землю» [1].

«Трехфазное КЗ является симметричным, двухфазное и однофазное КЗ несимметричным. В рамках данного пособия рассмотрены трехфазные КЗ в установках переменного тока напряжением до и выше 1 кВ и однофазные КЗ в установках переменного тока напряжением до 1 кВ.

В соответствии с [11] все КЗ подразделяются на удаленные и близкие. КЗ в расчетной точке считается удаленным от источника питания, если амплитуды периодической составляющей тока КЗ от данного источника питания в начальный и произвольный моменты времени практически одинаковы, напряжение – синусоидальное и неизменное по амплитуде и частоте. При невыполнении этих условий КЗ считается близким.

Если различные источники питания связаны с расчетной точкой КЗ независимо друг от друга, то электрическую удаленность расчетной точки КЗ от какого-либо источника питания оценивают по величине приведенного к номинальной мощности и номинальному напряжению источника внешнего сопротивления, включенного между источником и точкой КЗ» [12].

«Более универсальной величиной является отношение действующего значения периодической составляющей тока источника энергии (генератора, синхронного компенсатора, электродвигателя) в начальный момент КЗ к его номинальному току. В отечественной и международной практике КЗ принято считать близким, если это отношение больше или равно двум. При меньших значениях удаленного отношения КЗ следует считать удаленным» [11].

На рисунке 6 приведены расчетная схема ГПП и ее схема замещения с указанием точек КЗ и основных элементов, чьи сопротивления влияют на величину токов КЗ.

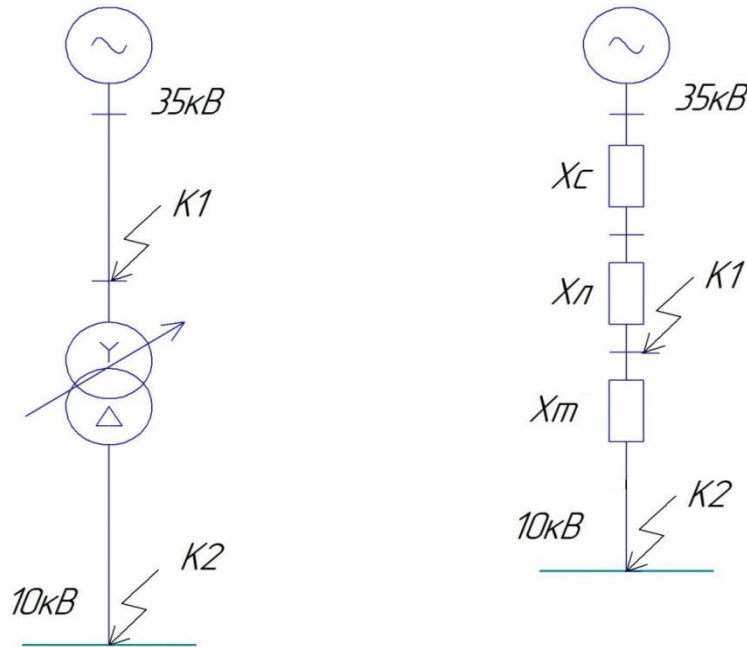


Рисунок 6 – Расчетная схема ГПП и ее схема замещения с указанием точек КЗ

Исходные данные для расчета токов КЗ:

Напряжение источника питания и мощность короткого замыкания со стороны питающей подстанции энергосистемы: $U_{cp} = 35 \text{ кВ}$; $S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}$; $S_k = 1950 \text{ МВА}$.

Удельное сопротивление и протяженность питающей ВЛЭП: $x_{y0} = 0,4 \text{ Ом/км}$; $L = 15 \text{ км}$.

Номинальная мощность и напряжение короткого замыкания трансформатора ГПП: $S_n = 10 \text{ МВА}$; $U_k = 8 \%$.

Зная мощность короткого замыкания определим сопротивление внешней системы [13]:

$$x_{c.б} = \frac{S_{\sigma}}{S_k}; \quad (23)$$

где « S_k - мощность КЗ;

$S_{\bar{o}}$ - базисная мощность» [13];

$$x_{c.\bar{o}} = \frac{1000}{1950} = 0.513.$$

Сопротивление участка ВЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции «Синеглазка»:

$$x_{ВЛ.\bar{o}} = \frac{x_{y\bar{o}}}{2} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{сн}^2}; \quad (24)$$

где $U_{ср}$ - напряжение внешней системы;

$x_{y\bar{o}}$ - удельное сопротивление высоковольтной питающей линии;

L - протяженность линии» [13];

$$x_{ВЛ.\bar{o}} = \frac{0.4}{2} \cdot 15 \cdot \frac{1000}{35^2} = 2.449.$$

Сопротивление силового трансформатора ГПП:

$$x_{T.\bar{o}} = \frac{U_{к, \%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{н}}; \quad (25)$$

$$x_{T.\bar{o}} = \frac{8}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 8.$$

5.1 Расчет токов короткого замыкания в точке К1

«Найдем значение суммарного сопротивления до точки К1» [13]:

$$x_{рез1} = x_{c.\bar{o}} + x_{ВЛ.\bar{o}}; \quad (26)$$

$$x_{рез1} = 0.513 + 2.449 = 2.962.$$

Величина базисного тока может быть определена по формуле:

$$I_{\sigma.k1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (27)$$

$$I_{\sigma.k1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 16.496 \text{ кА};$$

«Начальное действующее значение тока 3х фазного КЗ» [13]:

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{E'_{\sigma}}{x_{рез1}} \cdot I_{\sigma}; \quad (28)$$

где « E'_{σ} – сверхпереходная ЭДС;

$x_{рез}$ – результирующее сопротивление до точки КЗ» [13];

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{1}{2.962} \cdot 16.496 = 5.569 \text{ кА};$$

«Ударный ток КЗ в точке К1» [13]:

$$i_{уд.k1} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^{(3)} \cdot k_{уд}; \quad (29)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент;

$$i_{уд.k1} = \sqrt{2} \cdot 5.569 \cdot 1.8 = 14.178 \text{ кА}.$$

5.2 Расчет токов короткого замыкания в точке К2

«Найдем значение суммарного сопротивления до точки К2» [13]:

$$x_{рез2} = x_{рез1} + x_{Т.б}; \quad (30)$$

$$x_{рез2} = 2.962 + 8 = 10.962.$$

Величина базисного тока может быть определена по формуле:

$$I_{б.к2} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (31)$$

$$I_{б.к2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 54.986 \text{ кА};$$

«Начальное действующее значение тока 3х фазного КЗ» [13]:

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{E_{б}}{x_{рез2}} \cdot I_{б.к2}; \quad (32)$$

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{1}{10.962} \cdot 54.986 = 5.016 \text{ кА};$$

Ударный ток КЗ в точке К2 [14]:

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^{(3)} \cdot K_{уд}; \quad (33)$$

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 5.016 \cdot 1.85 = 13.124 \text{ кА}.$$

Вывод: определены значения токов КЗ.

6 Выбор электрических аппаратов для установки на ГПП «Синеглазка»

6.1 Выбор выключателей

6.1.1 Выбор выключателей 35 кВ

«Выключатель выбирается по следующим параметрам» [15-17]:

- «номинальному напряжению – $U_{ном} \leq U_{сет.ном.}$;
- номинальному длительному (рабочему) току – $I_{раб.} \leq I_{ном.}$; $I_{max} \leq I_{ном.}$;
- отключающей способности:
 - на симметричный ток отключения – $I_{н,τ} \leq I_{откл.ном.}$;
 - на отключение аperiodической составляющей тока к.з.» [15]

$$i_{a,τ} \leq i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{норм.} / 100) \cdot I_{откл.ном.}, \quad (34)$$

где « $i_{a,τ}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени $\tau = t_{рз} + t_{св}$,

$t_{рз} = 0,01$ с. – время действия релейной защиты;

$t_{св}$ – собственное время отключения выключателя;

$\beta_{норм.}$ – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, %, которое определяется по кривой (рисунок 7), либо устанавливается заводом-изготовителем» [15];

- «если условие $I_{н,τ} \leq I_{откл.ном.}$ соблюдается, но при этом $i_{a,τ} > i_{a.ном.}$, то проверку по отключающей способности производят по полному току к.з.» [13]:

$$(\sqrt{2}I_{н,τ} + i_{a,τ}) \leq \sqrt{2}I_{откл.ном.} (1 + \beta_{норм.} / 100); \quad (35)$$

По включающей способности

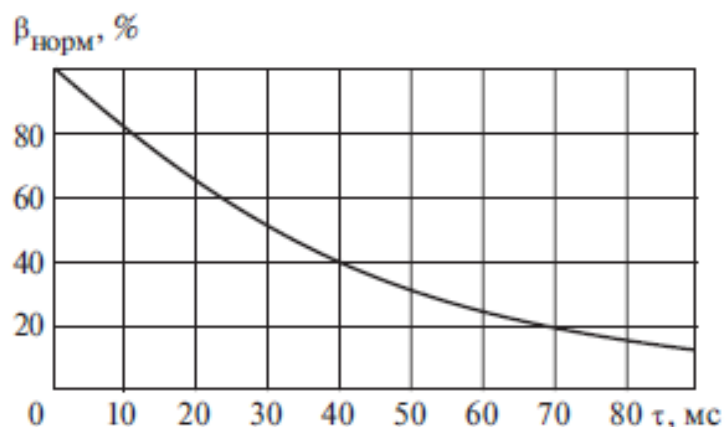


Рисунок 7 - Нормированное содержание апериодической составляющей

$$I_{n,0} \leq I_{\text{вкл.норм}}, i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.норм}}, \quad (36)$$

где « $I_{\text{вкл.норм}}$ – нормированное действующее значение периодической составляющей тока включения выключателя;

$I_{n,0}$ – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания;

$i_{\text{вкл.норм}}$ – нормированное мгновенное значение тока включения выключателя (берется по каталогу);

$i_{\text{уд}}$ – значение ударного тока короткого замыкания» [13];

- «предельному сквозному току к.з. – на электродинамическую стойкость» [13]:

$$I_{n,0} \leq I_{\text{пр.с}}, \quad (37)$$

$$i_{\text{уд.}} \leq i_{\text{дин}} = i_{\text{пр.с}}, \quad (38)$$

где « $I_{\text{пр.с}}$ – действующее значение предельного сквозного тока к.з.,

$i_{\text{пр.с}}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока к.з.» [13];

- «тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \text{ при условии } t_{откл} \succ t_T; \quad (39)$$

$$\text{если } t_{откл} \langle t_T, \text{ то } B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (40)$$

где I_T – предельный ток термической устойчивости по справочнику;
 t_T - длительность протекания тока термической устойчивости по справочнику» [13].

- «восстанавливаемому напряжению:

$$u_{\epsilon} \leq u_{\epsilon.норм}, \quad (41)$$

где $u_{\epsilon.норм}$ – нормированное значение собственного восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя при отключении короткого замыкания в цепи;
 u_{ϵ} – собственное восстанавливаемое напряжение на контактах выключателя при отключении расчетного короткого замыкания в цепи» [13].

На стороне 35 кВ ГПП предварительно принимаем выключатель ВГТ-35/50/3150УХЛ.

Выполним проверку выключателя по указанным выше параметрам:

- соответствие номинального напряжения выключателя напряжению в сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (42)$$

где « $U_{сети}$ - напряжение сети в месте установки» [14];

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- «номинальный ток аппарата должен быть больше максимального тока»

[14]:

$$I_{max} < I_n, \quad (43)$$
$$218 \text{ A} < 3150 \text{ A},$$

где максимальный ток:

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (44)$$
$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 218 \text{ A};$$

- отключение максимально возможного тока КЗ:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (45)$$
$$5.6 \text{ кА} \leq 30 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н}, \quad (46)$$
$$3.4 \text{ кА} \leq 17 \text{ кА},$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (47)$$

где « τ – расчетное время, соответствующее времени размыкания цепи при КЗ дугогасительными контактами выключателями;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ» [14];

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5.6 \cdot e^{\frac{-0.05}{0.06}} = 3.4 \text{ кА},$$

$$i_{a.n.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н}, \quad (48)$$

$$i_{a.n.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \right) \cdot 30 = 17 \text{ кА},$$

- электродинамическая стойкость аппарата:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{пр.с}, \quad (49)$$

где « $I_{пр.с}$ – действующее значение предельного сквозного тока КЗ» [14];

$$5.6 \text{ кА} \leq 30 \text{ кА};$$

$$i_{уд} \leq i_{пр.с}, \quad (50)$$

$$14.2 \text{ кА} \leq 55 \text{ кА};$$

- термическая стойкость аппарата:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (51)$$

где « $I_{терм}$ – предельный ток термической устойчивости;

$t_{откл}$ - длительность протекания тока термической устойчивости»

[14];

$$5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 90 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Предварительно выбранный выключатель ВГТ-35/50/3150УХЛ удовлетворяет условиям и может быть установлен на подстанции.

6.1.2 Выбор выключателей 10 кВ

На стороне 10 кВ ГПП предварительно принимаем выключатель Evolis.

Выполним проверку выключателя по указанным выше параметрам:

- соответствие номинального напряжения выключателя напряжению в сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (52)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «номинальный ток аппарата должен быть больше максимального тока» [13]:

$$I_{max} < I_n, \quad (53)$$

$$770 \text{ А} < 2500 \text{ А},$$

где максимальный ток:

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (54)$$

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 770 \text{ А};$$

- отключение максимально возможного тока КЗ:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (55)$$

$$5 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н}, \quad (56)$$

$$3.7 \text{ кА} \leq 12.4 \text{ кА},$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (57)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 5 \cdot e^{\frac{-0.065}{0.1}} = 3.7 \text{ кА},$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н.}, \quad (58)$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{35}{100} \right) \cdot 25 = 12.4 \text{ кА},$$

- электродинамическая стойкость аппарата:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{нр.с.}, \quad (59)$$

$$5 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА};$$

$$i_{уд} \leq i_{нр.с.}, \quad (60)$$

$$13.1 \text{ кА} \leq 45 \text{ кА};$$

- термическая стойкость аппарата:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл.}, \quad (61)$$

$$5.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 71.9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Предварительно выбранный выключатель Evolis удовлетворяет условиям и может быть установлен на подстанции.

6.2 Выбор разъединителей 35 кВ

На стороне 35 кВ ГПП предварительно принимаем разъединитель РГП-35/1000.

Выполним проверку разъединителя по следующим параметрам:

- соответствие номинального напряжения разъединителя напряжению в сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (62)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- номинальный ток аппарата должен быть больше максимального тока:

$$I_{max} < I_n, \quad (63)$$

$$218 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

- электродинамическая стойкость аппарата:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (64)$$

$$14.2 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА};$$

- термическая стойкость аппарата:

$$B_k \leq I_{нр.с}^2 \cdot t_{нр.с}, \quad (65)$$

$$5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 40 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Предварительно выбранный разъединитель РГП-35/1000 удовлетворяет условиям и может быть установлен на подстанции.

6.3 Выбор измерительных трансформаторов тока (ТТ)

6.3.1 Выбор ТТ 35 кВ

На стороне 35 кВ ГПП предварительно принимаем трансформатор тока ТРГ-35.

Выполним проверку ТТ по следующим параметрам:

- соответствие номинального напряжения ТТ напряжению в сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (66)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- номинальный ток аппарата должен быть больше максимального тока:

$$I_{\max} \leq I_{н.ТТ}, \quad (67)$$

$$218 \text{ А} \leq 300 \text{ А};$$

- электродинамическая стойкость аппарата:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.ст}}, \quad (68)$$

$$14.2 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА};$$

- термическая стойкость аппарата:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{ном.}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (69)$$

где « K_T – кратность термической стойкости трансформатора тока» [14];

$$5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 62.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- сопротивление подключенных к ТТ приборов:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (70)$$

где « $Z_{2ном.}$ – номинальное полное сопротивление нагрузки вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности;

Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока» [14];

в расчетах допустимо принять $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}, \quad (71)$$

где « $R_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов;

$R_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов;

$R_{\text{приб.}}$ – сопротивление приборов» [14];

Вторичной нагрузкой ТТ на стороне 35 кВ ГПП являются амперметр и счетчик электроэнергии с общей полной мощностью, не превышающей 5 ВА.

Зная потребляемую мощность найдем значение сопротивления:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (72)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{5}{5^2} = 0.2 \text{ Ом}.$$

«Тогда максимальное сопротивление соединительных проводов будет равно» [14]:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}},$$

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.2 - 0.1 = 0.9 \text{ Ом}.$$

«Что соответствует сечению медного проводника» [14]:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (73)$$

где « ρ – удельное сопротивление материала провода;

l_p – расчетная длина проводов» [14];

$$s = \frac{0.0175 \cdot 50}{0.9} = 0.972 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение равным 2.5 мм², основываясь на требованиях нормативных документов, касающихся механической прочности проводников.

Предварительно выбранный трансформатор тока ТРГ-35 удовлетворяет условиям и может быть установлен на подстанции.

6.3.2 Выбор ТТ 10 кВ

На стороне 10 кВ ГПП предварительно принимаем трансформатор тока ТОЛ-10.

Выполним проверку ТТ по следующим параметрам:

- соответствие номинального напряжения ТТ напряжению в сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (74)$$
$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- номинальный ток аппарата должен быть больше максимального тока:

$$I_{\max} \leq I_{н.ТТ}, \quad (75)$$
$$770 \text{ А} \leq 800 \text{ А};$$

- электродинамическая стойкость аппарата:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.ст}}, \quad (76)$$
$$13.1 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА};$$

- термическая стойкость аппарата:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{\text{ном}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (77)$$
$$5.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 184 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- сопротивление подключенных к ТТ приборов:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (78)$$

в расчета допустимо принять $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_{к} , \quad (79)$$

«Вторичной нагрузкой ТТ на стороне 10 кВ ГПП являются счетчики активной и реактивной электроэнергии и амперметр с общей полной мощностью, не превышающей 6 ВА. Зная потребляемую мощность найдем значение сопротивления» [14]:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} , \quad (80)$$

$$R_{приб} = \frac{6}{5^2} = 0.24 \text{ Ом} .$$

«Тогда максимальное сопротивление соединительных проводов будет равно» [14]:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_{к} ,$$

$$R_{пр} = 1.2 - 0.24 - 0.1 = 0.86 \text{ Ом} .$$

«Что соответствует сечению медного проводника» [14]:

$$s = \frac{\rho \cdot l_{пр}}{R_{пр}} , \quad (81)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 40}{0.86} = 0.814 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение равным 2.5 мм², основываясь на требованиях нормативных документов, касающихся механической прочности проводников.

Предварительно выбранный трансформатор тока ТОЛ-10 удовлетворяет условиям и может быть установлен на подстанции.

6.4 Выбор измерительного трансформатора напряжения

6.4.1 Выбор трансформатора напряжения 35 кВ

На стороне 35 кВ ГПП предварительно принимаем трансформатор напряжения ЗНОЛ-35.

«Выполним проверку трансформатора напряжения по следующим параметрам» [14]:

- соответствие номинального напряжения трансформатора напряжения напряжению в сети:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (82)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- необходимый для средств измерений и релейной защиты класс точности аппарата;

- суммарная мощность подключенных к трансформатору напряжения приборов не должна превышать максимального для выбранного класса точности значения:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \quad (83)$$

где « $S_{2\Sigma}$ » – нагрузка всех измерительных приборов и реле,

присоединенных к трансформатору напряжения» [14];

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma S_{\text{приб}} \cos \phi)^2 + (\Sigma S_{\text{приб}} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}. \quad (84)$$

«Вторичной нагрузкой ТН на стороне 35 кВ ГПП являются счетчики активной и реактивной электрической энергии и вольтметр с общей полной мощностью, не превышающей 23 ВА» [14].

$$23 \text{ ВА} \leq 60 \text{ ВА}.$$

Предварительно выбранный трансформатор напряжения ЗНОЛ-35 удовлетворяет условиям и может быть установлен на подстанции.

6.4.2 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

На стороне 10 кВ ГПП предварительно принимаем трансформатор напряжения НОЛ-10.

«Выполним проверку трансформатора напряжения по следующим параметрам» [14]:

- соответствие номинального напряжения трансформатора напряжения напряжению в сети:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (85)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- необходимый для средств измерений и релейной защиты класс точности аппарата;

- суммарная мощность подключенных к трансформатору напряжения приборов не должна превышать максимального для выбранного класса точности значения:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (86)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \phi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (87)$$

«Вторичной нагрузкой ТН на стороне 10 кВ ГПП являются счетчики активной и реактивной электрической энергии и вольтметр с общей полной мощностью, не превышающей 54 ВА» [14].

$$54 \text{ ВА} \leq 75 \text{ ВА}.$$

Предварительно выбранный трансформатор напряжения НОЛ-10 удовлетворяет условиям и может быть установлен на подстанции.

6.5 Выбор ошиновки на подстанции

6.5.1 Выбор гибких шин для применения в ОРУ 35 кВ

«Гибкие шины выполняются сталеалюминевым проводом типа АС.

Сечение проводника определяем по экономической плотности тока» [14]:

$$s = \frac{I_{раб.ном}}{j_э}; \quad (88)$$

где « $j_э$ - экономическая плотность тока» [14];

$$s = \frac{156}{1} = 156 \text{ мм}^2.$$

По найденному значению принимаем ближайшее большее стандартное сечение провода АС-185/29 мм² с $I_{д.доп.} = 510 \text{ А}$.

Критическая напряженность электрического поля определяется по формуле:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (89)$$

где « r_0 – радиус провода;

m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода» [14];

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.94}} \right) = 32.5 \text{ кВ/м.}$$

Напряженность вблизи проводника:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_n}{r_0 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot D}{r_0}}; \quad (90)$$

где « U_n – линейное напряжение;

D – расстояние между соседними фазами» [14];

$$E = \frac{0.354 \cdot 37}{0.94 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 150}{0.94}} = 6 \text{ кВ/м.}$$

Условие отсутствия коронирования:

$$1.07E \leq 0.9E_0; \quad (91)$$
$$6.5 \text{ кВ/м} < 29.3 \text{ кВ/м.}$$

Предварительно выбранный на стороне 35 кВ провод АС-185/29 удовлетворяет условиям и может быть установлен на подстанции.

6.5.2 Выбор жестких шин для применения в ЗРУ 10 кВ

«Сечение проводника определяем по экономической плотности тока»

[3]:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{э}}}; \quad (92)$$

$$s = \frac{550}{1} = 550 \text{ мм}^2.$$

По найденному значению принимаем ближайшее большее стандартное сечение шины 60x10 мм, с $I_{\text{д.доп.}} = 1165 \text{ А}$.

«Минимально допустимое сечение шины по термической стойкости»

[3]:

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T}, \quad (93)$$

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{5.4} \cdot 10^3}{66} = 35.2 \text{ мм}^2.$$

«Сила, оказывающая воздействие на шину при протекании тока КЗ» [3]:

$$F_{\text{max}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_p, \quad (94)$$

где « a – расстояние между фазами;

l – длина пролета;

K_{ϕ} – коэффициент формы;

K_p – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников» [3];

$$F_{\text{max}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 2 \cdot 13100^2 \cdot 1 \cdot 1 = 59.4 \text{ Н}.$$

«Момент сопротивления поперечного сечения шины» [3]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (95)$$

$$W = \frac{0.01 \cdot 0.06^2}{6} = 6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

«Максимальное напряжение в материале шины» [3]:

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W}, \quad (96)$$

где « λ – коэффициент, зависящий от условия закрепления шины;

W – момент сопротивления поперечного сечения шины» [14];

$$\sigma_{\max} = \frac{59.4 \cdot 2}{8 \cdot 6 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-6} = 2.5 \text{ МПа}.$$

«Проверка на электродинамическую устойчивость» [3]:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (97)$$

$$2.5 \text{ МПа} \leq 247.1 \text{ МПа},$$

где

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot \sigma_p, \quad (98)$$

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot 353 = 247.1 \text{ МПа}.$$

«Момент инерции поперечного сечения шины» [3]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (99)$$

$$J = \frac{0.01 \cdot 0.06^3}{12} = 1.8 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4.$$

Значение частоты собственных колебаний шины составит:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (100)$$

где « l – длина пролета между изоляторами;

J – момент инерции поперечного сечения шины;

E – модуль упругости материала шины;

r_1 – параметр основной собственной частоты шины;

m – масса шины на единицу длины» [3];

$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 2^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1.8 \cdot 10^{-7}}{2.5}} = 27.9 \text{ Гц}.$$

При значении частоты менее 30 Гц механический резонанс не возникает, а значит параметры жестких шин и шаг их креплений выбраны верно.

6.6 Выбор изоляторов для установки на ГПП

6.6.1 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы на ГПП применяются для крепления жестких шин. Выбираем опорные изоляторы ИОР-10-3,75 П УХЛ.

«Условия выбора и проверки:

- соответствие номинального напряжения изолятора напряжению в сети» [14]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (101)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «не превышение максимальной нагрузки на головку изолятора, установленного заводом-изготовителем значения» [14]:

$$F_{\max}^{(3)} \leq F_{доп}, \quad (102)$$

$$59.4 \text{ Н} < 1688 \text{ Н},$$

где

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разруш} \cdot \frac{H_u}{H}, \quad (103)$$

где « $F_{разруш}$ – разрушающая нагрузка на изгиб;

H_u – высота изолятора» [14];

$$F_{доп} = 0.6 \cdot 3750 \cdot \frac{0.12}{0.16} = 1688 \text{ Н}.$$

при этом

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}, \quad (104)$$

$$H = 0.12 + 0.01 + \frac{0.06}{2} = 0.16.$$

Предварительно выбранные опорные изоляторы ИОР-10-3,75 II УХЛ удовлетворяют условиям и могут быть установлены на подстанции.

6.6.2 Выбор проходных изоляторов

На стороне 10 кВ ГПП предварительно принимаем проходные изоляторы ИП-10/1000-7,5 УХЛ2.

Условия выбора и проверки:

- соответствие номинального напряжения изолятора напряжению в сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (105)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «номинальный ток изолятора должен быть больше максимального тока» [14]:

$$I_{max} < I_n, \quad (106)$$

$$770 \text{ А} < 1000 \text{ А};$$

- «не превышение максимальной нагрузки на головку изолятора, установленного заводом-изготовителем значения» [14]:

$$F_{расч} \leq 0.6 \cdot F_{разр}, \quad (107)$$

$$17.2 \text{ Н} < 4500 \text{ Н},$$

где

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7}, \quad (108)$$

где « a – расстояние между фазами;

$l_{из}$ – длина пролета» [14];

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{13100^2}{1} \cdot 2 \cdot 10^{-7} = 17.2 \text{ Н}.$$

Предварительно выбранные проходные изоляторы ИП-10/1000-7,5 УХЛ2 удовлетворяют условиям и могут быть установлены на подстанции.

Вывод: выбрано и проверено основное электрооборудование подстанции.

7 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформаторов ГПП

Основные и резервные защиты трансформаторов подстанции будут реализованы с применением микропроцессорных блоков «Сириус-Т».

Расчет уставок производим по методике утвержденной заводом-изготовителем.

Найдем значения номинальных токов на каждой из сторон трансформатора [18, 19]:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н.ср}}} \quad (109)$$

где « $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{н.ср}}$ – номинальное напряжение стороны в среднем положении РПН, либо напряжение при среднем значении оптимального диапазона регулирования РПН» [7];

$$I_{\text{ном.перв.ВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 156 \text{ A},$$
$$I_{\text{ном.перв.НН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,86 \text{ A}.$$

Определим номинальные токи на вторичной стороне трансформаторов тока с учетом соединения их в звезду с высокой и низкой сторон трансформатора:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{I_{\text{ном.перв}}}{K_T} \cdot k_{\text{сх}} \quad (110)$$

где « K_T – коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны;

k_{cx} – коэффициент схемы, учитывающий схему соединения вторичных обмоток ТТ» [7];

$$I_{ном.втор.ВН} = \frac{156 \cdot 1}{300 / 5} = 2,6 A,$$

$$I_{ном.втор.НН} = \frac{549,86 \cdot 1}{1000 / 5} = 2,75 A.$$

7.1 Определение уставок дифзащиты ДЗТ-2

Определим значение расчетного тока небаланса при величине протекающего тока равной базисному току:

$$I_{НБ.РАСЧ.*} = K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ} \quad (111)$$

где « $K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$K_{ОДН}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме» [7];

$$I_{НБ.РАСЧ.*} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,04 = 0,29.$$

Условие выбора уставки:

$$I_{от1чусс} / I_{баз} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ.*} \quad (112)$$

где « $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки» [7];

$$I_{от1чусс} / I_{баз} \geq 1,2 \cdot 0,29 = 0,35.$$

Принимаем значение уставки срабатывания защиты из возможного диапазона 0,3-1 с шагом 0,1. Значение уставки равно 0,4.

«Коэффициент снижения тормозного тока» [19]:

$$K_{CH.T} = 1 - 0,5 \cdot I_{нб.расч} \quad (113)$$

$$K_{CH.T} = 1 - 0,5 \cdot 0,29 = 0,855.$$

«Расчетный коэффициент торможения» [19]:

$$K_{ТОРМ} = \frac{100 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ.*}}{K_{CH.T}} \quad (114)$$

$$K_{ТОРМ} = \frac{100 \cdot 1,2 \cdot 0,29}{0,855} = 40,7\%.$$

Из возможного диапазона значений с округлением до целого принимаем уставку коэффициента торможения равную 41.

Принимаем значение уставки второй точки излома тормозной характеристики защиты из возможного диапазона 1-2 с шагом 1. Значение уставки равно 2.

Значение уставки блокировки защиты от броска намагничивающего тока оставляем по умолчанию равным 0,15.

7.2 Определение уставок дифзащиты ДЗТ-1

Максимальное значение тока внешнего короткого замыкания, произошедшего на стороне низкого напряжения силового трансформатора, приведенное к стороне высокого напряжения:

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС} = 5030 \text{ А.}$$

Расчетное значение тока максимального внешнего короткого замыкания, приведенное к $I_{ном.т.}$:

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} = \frac{I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС}}{I_{БАЗ.ВН}} \quad (115)$$

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} = \frac{5030}{156} = 32,24.$$

Расчетное значение тока небаланса в случае внешнего короткого замыкания:

$$I_{НБ} = K_{ОТС} (K_{ПЕР} K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ}) I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} \quad (116)$$

где « $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки;

$K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме» [7];

$$I_{НБ} = 1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,04) \cdot 32,24 = 18,86.$$

Тогда условиями выбора уставки срабатывания ДЗТ с учетом отстройки от возможного броска тока намагничивания силового трансформатора и возможного небаланса токов при внешнем КЗ:

$$I_{диф} / I_{баз} \geq I_{НБ} \text{ и } I_{диф} / I_{баз} \geq 6$$

Уставку принимаем равной 19.

7.3 Проверка чувствительности защиты

«Первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения» [19]:

$$I_{СЗ} = I_{НОМ} \cdot (I_{д1зруб} / I_{ном}) \quad (117)$$

$$I_{C3} = 156 \cdot 0,4 = 62,4 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности при возникновении двухфазного короткого замыкания на стороне высокого напряжения силового трансформатора:

$$K_q = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}} \quad (118)$$

где $I_K^{(2)}$ - ток двухфазного короткого замыкания;

$$K_q = \frac{0,87 \cdot 2370}{62,4} = 33,04.$$

Коэффициент чувствительности значительно превышает значение равное 2.

Вывод: произведен расчет уставок дифференциальной защиты трансформаторов ГПП.

8 Расчет нагрузок системы собственных нужд ГПП и выбор ТСН

«ТСН небольшой мощности (до 63-100 кВА) устанавливаются непосредственно в шкафах КРУ 6 (10) кВ, ТСН большей мощности размещаются открыто вне РУ 6(10) кВ. Для их подключения предусматривают ячейки с предохранителями (выключателями) и кабельными вводами» [17].

«Для собственных нужд должны применяться, как правило, сухие трансформаторы с литой изоляцией воздушного охлаждения» [17].

К электроприемникам собственных нужд ГПП «Синеглазка» относятся:

- ЭД охлаждения СТ на ГПП - 4 кВт;
- обогрев приводов высоковольтных выключателей - 3,6 кВт;
- обогрев ячеек КРУН - 11 кВт;
- подогрев приводов разъединителей - 4,8 кВт;
- отопление, электроосвещения и система вентиляции помещения разъездного персонала ГПП - 5,5 кВт;
- масляное хозяйство подстанции - 55 кВт.

Суммарная нагрузка электроприемников СН ГПП составит 53,9 кВт.

Определим номинальную мощность каждого из двух трансформаторов системы собственных нужд с учетом возможной работы в послеаварийном режиме:

$$S_{Т.С.Н.} = k_3 \cdot \sum P_{i.С.Н.}, \quad (119)$$

где k_3 - коэффициент загрузки трансформатора;

$\sum P_{i.С.Н.}$ - суммарная нагрузка потребителей собственных нужд ГПП;

$$S_{Т.С.Н.} = 0,7 \cdot 53,9 = 37,7 \text{ кВА.}$$

Вывод: по шкале номинальных мощностей выбираем к установке два трансформатора с $S_{ном} = 40$ кВА.

9 Определение параметров системы заземления на подстанции

Искусственные заземлители в системе заземления подстанции располагаем по контуру ГПП. Каждый искусственный заземлитель представляет собой стержень, соединяемый с соседними стержнями прямоугольной полосой с размерами 5 мм × 50 мм. Грунт, в котором располагаются заземлителя является черноземом с небольшим количеством камней.

Найдем максимальное значение сопротивления для заземляющего устройства целиком [20, 21]:

$$R_3 = \frac{R_{cp}}{100} \cdot r_3, \quad (120)$$

$$R_3 = \frac{20}{100} \cdot 4 = 0,8 \text{ Ом}.$$

Сопротивление растекания одного вертикального заземлителя может быть найдено по формуле:

$$R_g = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.в}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4t' + l}{4t' - l} \right), \quad (121)$$

где « $\rho_{расч}$ – расчетное удельное сопротивление грунта для стержневых заземлителей,

l – длина вертикального заземлителя;

d – диаметр стержневого заземлителя» [20];

$$R_g = \frac{0,366 \cdot 40}{2} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 1,5}{0,015} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 1,45 + 1,5}{4 \cdot 1,45 - 1,5} \right) = 17,68 \text{ Ом}.$$

Глубина установки верхнего конца вертикального заземлителя:

$$t' = t_0 + \frac{1}{2}l, \quad (122)$$

где t_0 – глубина заложения вершины вертикального заземлителя» [11];

$$t' = 0,7 + \frac{1}{2} \cdot 1,5 = 1,45 \text{ м.}$$

Необходимое количество одиночных вертикальных заземлителей при их расположении в контуре системы заземления:

$$n_г = \frac{R_г}{\eta_г \cdot R_з}, \quad (123)$$

где « $\eta_г$ – коэффициент использования вертикальных заземлителей» [20];

$$n_г = \frac{17,68}{0,6 \cdot 0,8} = 36,8 \approx 37 \text{ шт.}$$

Определим необходимую длину проводника для соединения отдельных заземлителей в единый контур:

$$l_2 = a \cdot n_г, \quad (124)$$

где « a – расстояние между вертикальными заземлителями» [20];

$$l_2 = 3 \cdot 37 = 111 \text{ м.}$$

Исходя из геометрических параметров выбранного горизонтального заземлителя, глубины его заложения и расчётного сопротивления грунта, определяем значение электрического сопротивления горизонтальной полосы:

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.з}}{l_2} \cdot \lg \frac{2l_2^2}{b \cdot t_0}, \quad (125)$$

где « l_2 – длина горизонтального заземлителя;

b – ширина полосы горизонтального заземлителя;

t_0 – глубина заложения горизонтального заземлителя» [20];

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot 120}{111} \cdot \lg \frac{2 \cdot 111^2}{0,04 \cdot 0,7} = 2,35 \text{ Ом.}$$

С учетом поправочного коэффициента находим скорректированное значение сопротивления горизонтального заземлителя:

$$R'_2 = \frac{R_2}{\eta_2}, \quad (126)$$

где « η_2 – коэффициент использования горизонтального заземлителя» [5];

$$R'_2 = \frac{2,35}{0,29} = 8,1 \text{ Ом.}$$

По следующей формуле определяем скорректированное значение вертикальных заземлителей при их установке в контур с учетом влияния сопротивления горизонтального заземлителя:

$$R'_6 = \frac{R'_2 \cdot R_3}{R'_2 - R_3}, \quad (127)$$

$$R'_6 = \frac{8,1 \cdot 0,8}{8,1 - 0,8} = 0,89 \text{ Ом.}$$

Исходя из уточненного значения сопротивления и поправочного нормативного коэффициента, находим окончательное число вертикальных

заземлителей, которые должны быть установлены в контуре заземления для обеспечения требуемого значения электрического сопротивления:

$$n'_e = \frac{R_e}{\eta_e \cdot R'_e}, \quad (128)$$

$$n'_e = \frac{17,68}{0,6 \cdot 0,89} = 33,11 \approx 34 \text{ шт.}$$

Вывод по разделу.

Выполнен расчёт системы заземления на подстанции, определена форма геометрические размеры и длина отдельных вертикальных заземлителей, которые будут устанавливаться в контуре заземления. Выбраны геометрические размеры соединительной полосы, обеспечивающие электрическое соединение всех выбранных на подстанции вертикальных заземлителей, произведён расчёт электрического сопротивления общего контура заземления. Согласно расчёта с учетом поправочных коэффициентов уточнённое количество вертикальных заземлителей, которые должны быть установлены в контура заземления подстанции составляет 34 вертикальных заземлителя, расположенных по контуру подстанции.

10 Определение параметров молниезащиты на подстанции

Для обеспечения защиты электрооборудования подстанции от поражения молниевыми разрядами установим на ГПП стержневые молниеотводы, их необходимое количество определим по следующей методике.

Активная высота одиночного стержневого молниеотвода при его суммарной высоте $h = 14,5$ м;

Определим высоту защитного конуса, образованного молниеотводом:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (129)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 14,5 = 12,3 \text{ м.}$$

Определим радиус защитного конуса для молниеотвода:

$$r_0 = 1,2 \cdot h, \quad (130)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 14,5 = 17,4 \text{ м.}$$

При этом высота наибольшего из объектов на подстанции составляет $h_x = 5,5$ м;

Найдем величину радиуса зоны защиты молниеотвода на высоте защищаемого объекта:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (131)$$

$$r_x = \frac{17,4 \cdot (12,3 - 5,5)}{12,3} = 9,6 \text{ м.}$$

Вывод: по найденным данным принимаем для установки на ГПП два одиночных стержневых молниеотвода.

Заключение

Цель работы заключалась в обеспечении надежного электроснабжения потребителей, получающих питание от подстанции «Синеглазка», путем разработки мер своевременной реконструкции и замены устаревшего и отслужившего свой срок оборудования подстанции.

Составлен годовой график нагрузки подстанции на трехлетнюю перспективу, основываясь на годовых темпах прироста нагрузки.

На основе технико-экономического сравнения двух вариантов номинальной мощности трансформаторов ГПП выбран оптимальный по приведенным затратам. Приведенные затраты на вариант с установкой на ГПП двух СТ типа ТДН-16000/35 составляют 18,7 млн.руб., что значительно превышает приведенные затраты в 16,6 млн.руб. на реализацию варианта установки на ГПП двух СТ типа ТДН-10000/35, который и принимаем к реализации.

Для подстанции со стороны 35 кВ принимаем типовую схему №35-4Н в которой устанавливается 2 блока с высоковольтными выключателями и соединительной перемычкой без выключателя со стороны подходящих ЛЭП.

Рассчитаны значения токов КЗ на сторонах 35 и 10 кВ ГПП.

Выбраны электрические аппараты: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения для установки на ГПП. Все выбранное электрооборудование было проверено на термическую и электродинамическую стойкость к воздействию токов короткого замыкания.

В качестве оперативного тока на подстанции выбран постоянный оперативный ток.

Основные и резервные защиты трансформаторов подстанции будут реализованы с применением микропроцессорных блоков «Сириус-Т». Для ДЗТ выполнен расчет уставок.

Определены параметры системы заземления и молниезащиты ГПП.

Список используемых источников

1. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов. М.: Высшая школа, 2006.
2. Будзко И.А., Лещинская Т.Б., Сукманов В.И. Электроснабжение сельского хозяйства: учебник для вузов. М.: Колос, 2000.
3. Герасименко А.А., Федин В. Т. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие для вузов. Ростов н/Д: Феникс, 2008.
4. ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Госстандарт, 2013.
5. Дмитриев М. В. Применение ограничителей перенапряжений в электрических сетях 6-750 кВ. СПб., 2007.
6. Дубинский Г.Н., Левин Л.Г. Наладка устройств электроснабжения напряжением свыше 1000 вольт. М.: СОЛОН-Пресс, 2005.
7. Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учеб. пособие для вузов. М.: Изд-во МЭИ, 2000.
8. Закорюкин В. П. Техника высоких напряжений: Конспект лекций. Иркутск: ИрГУПС, 2005.
9. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1989.
10. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: учеб. пособие. М.: Мастерство, 2002.
11. Короткевич М.А. Эксплуатация электрических сетей: учебник для вузов. Минск: Вышэйшая школа, 2005.
12. Костин В.Н., Распопов Е.В., Родченко Е.А. Передача и распределение электроэнергии: учеб. пособие для вузов. СПб.: СЗГЗТУ, 2003.
13. Кужеков С.Д., Гончаров С.В. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию. Ростов на/Д: Феникс, 2008.

14. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учеб. пособие для вузов. М.: Высшая школа, 1990.
15. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: учеб. пособие для вузов. М.: Логос, 2008.
16. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1986.
17. Новиков А.В., Медов Р.В. Электрические станции: учеб. пособие. Киров: Вят. ГУ, 2006.
18. Овчаренко Н.И. Автоматика энергосистем: учебник для вузов / под ред. А.Ф. Дьякова. М.: Изд-во МЭИ, 2007.
19. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник. М.: ФОРУМ; ИНФРА-М, 2008.
20. Основы современной энергетики: Курс лекций для менеджеров энергетических компаний / под ред. Е.В. Аметистова. М.: Изд-во МЭИ, 2004.
21. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М.: ОМЕГА-ИТ, 2006.