

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 35/10 кВ «Плес»

Обучающийся

Д.С. Швыдкий

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

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

Тольятти 2022

Аннотация

Данная бакалаврская работа направлена на разработку технических мероприятий по реконструкции электрической части понизительной районной подстанции с номинальными напряжениями 35/10 кВ «Плес».

При выполнении данной работы был произведен расчет перспективных электрических нагрузок, получающих питание от ПС «Плес» и выбраны новые силовые трансформаторы для замены физически устаревших трансформаторов разной мощности, установленных на подстанции в настоящий момент.

Произведен расчет токов короткого замыкания, возникающих на сторонах высокого и низкого напряжения подстанции при самых неблагоприятных условиях и способных оказать максимальное негативное влияние на электрооборудование подстанции, полученные расчетные значения были использованы при выборе и последующей проверке основного электрооборудования подстанции «Плес».

Условиями реконструкции предусмотрено выполнение подстанции крупными блоками с максимальным использованием комплектного электрооборудования.

Произведен расчет и выбор уставок для устройств новой современной микропроцессорной защиты силовых трансформаторов ПС от любых ненормальных режимов, предусмотренных нормативными документами.

Выполнен расчет электрических нагрузок, создаваемых системой собственных нужд, рассматриваемой в работе, подстанции. Определены параметры системы заземления подстанции и количество и состав заземляющих устройств, а также определены параметры молниеприемника.

Представленная бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объемом 51 страницы, включает в себя 8 таблиц с результатами вычислений, 8 рисунков со схемами. Работа дополняется 6 чертежами формата А1.

Содержание

Введение.....	5
1 Краткая характеристика расположения и установленного оборудования на ПС «Плес».....	6
2 Расчет перспективных нагрузок, получающих питание от ПС «Плес»	7
3 Выбор количества и расчет номинальной мощности СТ на подстанции «Плес».....	9
3.1 Определение величины приведенных затрат на вариант с установкой на ПС «Плес» двух трансформаторов типа ТМН-4000/35/10	9
3.2 Определение величины приведенных затрат на вариант с установкой на ПС «Плес» двух трансформаторов типа ТМН-6300/35/10	13
4 Анализ целесообразности изменения электрической схемы ПС «Плес»	17
5 Расчет токов короткого замыкания на сторонах ВН и НН подстанции	19
6 Выбор и проверка основных электрических аппаратов на подстанции «Плес».....	23
6.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей	24
6.2 Выбор разъединителя 35 кВ.....	27
6.3 Выбор трансформаторов тока для установки на ПС	28
6.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	33
6.5 Выбор и проверка жесткой ошиновки	33
6.6 Выбор гибких шин на подстанции	35
7 Выбор уставок микропроцессорной релейной защиты силовых трансформаторов подстанции.....	39
7.1 Определение основных параметров электрического режима для дифференциальной защиты трансформаторов	39
7.2 Определение уставок защиты ДЗТ-2.....	40
8 Собственные нужды ПС «Плес»	42
9 Определение параметров системы заземления на ПС «Плес».....	43
10 Определение параметров системы молниезащиты ПС «Плес»	47

Заключение	48
Список используемых источников.....	50

Введение

В настоящее время ни одна отрасль промышленности или функционирование городских потребителей невозможно без потребления электрической энергии, причем для нормального функционирования потребителей в номинальном режиме работы подаваемая электрическая энергия должна отвечать установленным требованиям к качеству электрической энергии и надежности ее передачи.

С каждым годом электротехнической промышленностью разрабатываются и поступают в серийное производство либо новые электрические аппараты, либо совершенствуются уже выпускаемые, в тоже время на большинстве эксплуатирующихся объектах электросетевого хозяйства не было замены электрооборудования с момента их строительства либо данная замена носила ограниченный локальный характер.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяют по правилам устройства электроустановок (ПУЭ) на три категории: первая категория - электроприемники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, причинить значительный ущерб народному хозяйству, вызвать повреждение оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение нормальной деятельности особо важных элементов городского хозяйства; вторая категория - электроприемники, перерыв в электроснабжении которых связан с массовым недоотпуском продукции, простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного количества городских жителей; третья категория - все остальные электроприемники [1-3].

Основная цель работы заключается в обеспечении надежного электроснабжения потребителей электроэнергии подключенных к подстанции «Плес» путем замены устаревшего оборудования на современное.

1 Краткая характеристика расположения и установленного оборудования на ПС «Плес»

Понижительная подстанция «Плес» в Ивановской области в старинном русском городе с одноименным названием и обеспечивает электроэнергией как сам город, так и близ расположенные деревни Северцево, Миловка и Скородумка. Подстанция имеет классы напряжения 35 кВ со стороны высокого напряжения и 10 кВ со стороны низкого напряжения.

Расположение подстанции на карте местности приведено на рисунке 1.

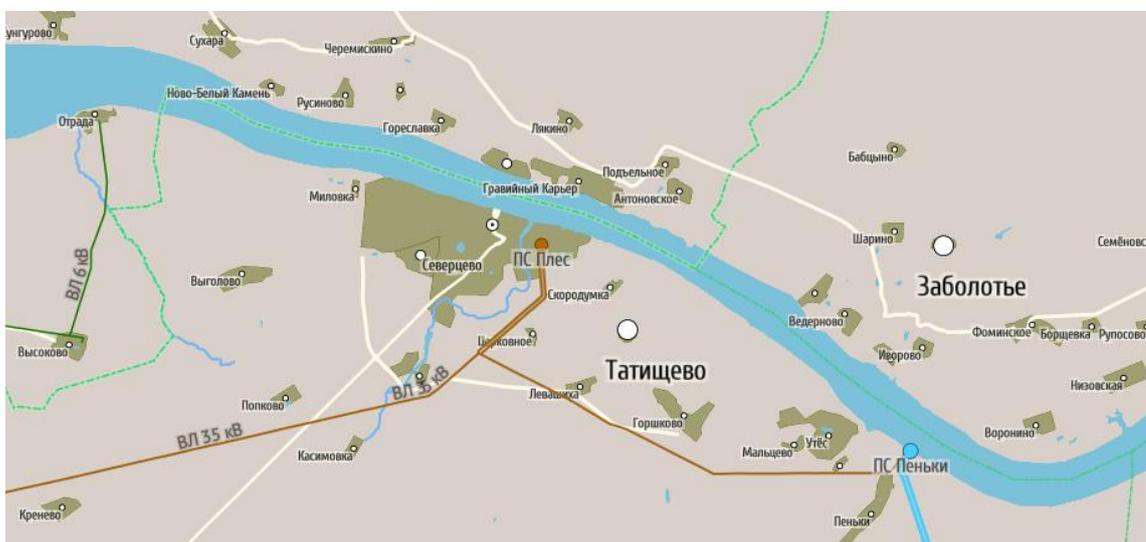


Рисунок 1 - Расположение подстанции «Плес» на карте местности

Подстанция «Плес» введена в промышленную эксплуатацию в 1943 году, на ней расположено два силовых трансформатора мощностью 4 и 2,5 МВА, что не позволяет обеспечить взаимное резервирование.

Передача электрической энергии к подстанции осуществляется по двум отдельным ВЛ 35 кВ от подстанций 35 кВ «Пеньки» и «Приволжск».

По данным Ивэнерго трансформаторы подстанции загружены в часы максимальных нагрузок на 81%, что не оставляет резерва мощности для подключения новых потребителей и вызывает угрозу перерыва электроснабжения у существующих.

2 Расчет перспективных нагрузок, получающих питание от ПС «Плес»

Используя показания установленных на ПС счетчиков электрической энергии составляем упорядоченный годовой график мощности ПС, который приведен на рисунке 2 и находим годовое значение максимума нагрузки.

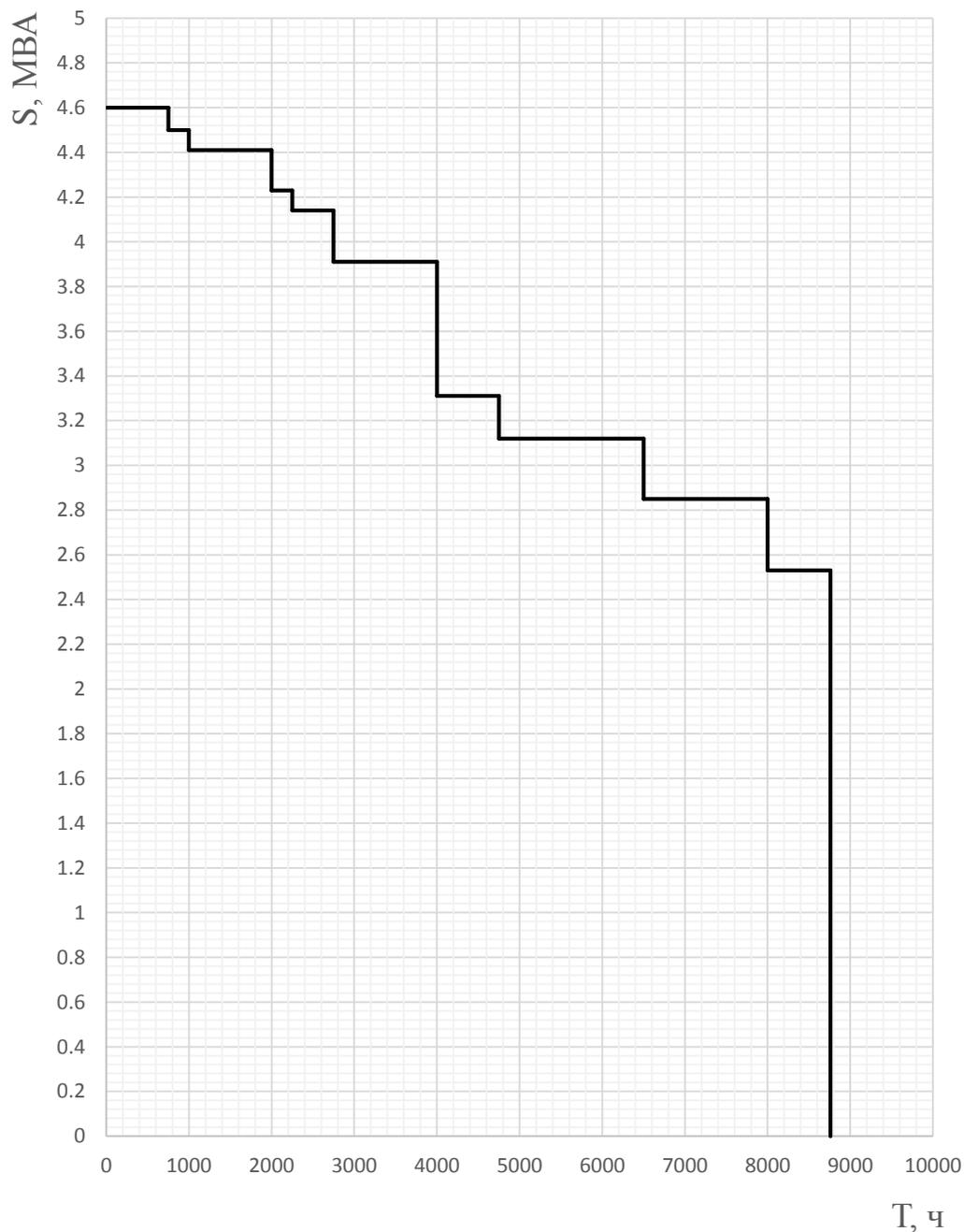


Рисунок 2 – Упорядоченный на годовом интервале график мощности ПС «Плес»

«Определяется значение продолжительности максимальной годовой нагрузки подстанции» [4, 5]:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{\Sigma S_{\max}^{ПС}}, \quad (1)$$

$$T_M = \frac{31,2 \cdot 10^3}{4,6} = 6776 \text{ ч.}$$

«Коэффициент заполнения графика нагрузки ПС» [4]:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760}, \quad (2)$$

$$K_{зан} = \frac{6776}{8760} = 0,78.$$

Вывод по разделу: используя показания установленных на ПС счетчиков электрической энергии построен упорядоченный график полной мощности подстанции на годовом интервале, по которому найдено максимальное за год значение нагрузки ПС, определено число часов использования максимума нагрузки за год и найдено значение коэффициента заполнения годового графика ПС.

3 Выбор количества и расчет номинальной мощности СТ на подстанции «Плес»

Поскольку среди получающих питание от подстанции потребителей имеются потребители, относящиеся к первой и второй категориям по надежности электроснабжения и расположенные на значительном удалении друг от друга, то для обеспечения бесперебойного электроснабжения принимаем к установке на ПС 2 силовых трансформатора с номинальными напряжениями 35 кВ на стороне ВН, как у питающих линий и 10 кВ на стороне НН, как у отходящих линий распределительной сети.

Определяем номинальную мощность трансформаторов, учитывая их количество и допустимую систематическую перегрузку, определяемую по данным завода производителя трансформаторов:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{max ПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n-1)}, \quad (3)$$

$$S_{ном.Т} \geq \frac{4,6 \cdot 0,85}{1,4 \cdot (2-1)} = 2,8 МВА.$$

По полученному значению мощности выбираем из каталога производителя трансформаторы с ближайшим большим значением номинальной мощности, а именно два трансформатора ТМН-4000/35/10 или два трансформатора ТМН-6300/35/10.

3.1 Определение величины приведенных затрат на вариант с установкой на ПС «Плес» двух трансформаторов типа ТМН-4000/35/10

Используя открытые данные, доступные на сайте производителя трансформаторов, выписываем их характеристики, необходимые для дальнейших расчетов. Это $\Delta P_x = 5 \text{ кВт}$, $I_x(\%) = 0,9\%$, $\Delta P_k = 32 \text{ кВт}$, $u_k(\%) = 7,5\%$.

Определяем значение коэффициента загрузки СТ при максимальном потреблении мощности [6, 7]:

$$\kappa_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.Т}}, \quad (4)$$

$$\kappa_3 = \frac{4,6}{4} = 1,15.$$

«Потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х. » [6]:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (5)$$

$$Q_x = \frac{0,9}{100} \cdot 4000 = 36 \text{ квар.}$$

«Приведенные потери мощности трансформатора в режиме холостого хода» [6]:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x, \quad (6)$$

$$P'_x = 5 + 0,05 \cdot 36 = 6,8 \text{ кВт.}$$

«Потери реактивной мощности трансформатора в режиме к.з. » [6]:

$$Q_\kappa = \frac{u_\kappa(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (7)$$

$$Q_\kappa = \frac{7,5}{100} \cdot 4000 = 300 \text{ квар.}$$

«Приведенные потери активной мощности (нагрузочные потери) короткого замыкания» [6]:

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

$$P'_x = 32 + 0,05 \cdot 300 = 47 \text{ кВт.}$$

«Для двухобмоточного трехфазного трансформатора приведенные потери мощности определяются из выражения» [6]:

$$P'_T = P'_x + \kappa_3^2 \cdot P'_k, \quad (9)$$

$$P'_T = 6,8 + 1,15^2 \cdot 47 = 69 \text{ кВт.}$$

Определяем потери холостого хода и короткого замыкания на всех ступенях годового графика нагрузки СТ подстанции ТМН-4000/35/10, а полученные расчетным путем данные заносим в таблицу 1.

Таблица 1 – Расчетные данные по потерям в трансформаторе ПС для первого варианта

i ступ.	$S_{Bi},$ MBA	n_i	$T_i, \text{ ч}$	$\Sigma \Delta W_{xi},$ кВт·ч	$k_{3.6i}$	$\Sigma \Delta W_{к.6i},$ кВт·ч
1	4,6	2	750	10200	1,15	23309
2	4,5	2	250	3400	1,12	7462
3	4,41	2	1000	13600	1,10	28642
4	4,24	2	250	3400	1,05	6576
5	4,15	2	500	6800	1,03	12587
6	3,92	2	1250	17000	0,98	28212
7	3,32	2	750	10200	0,83	12142
8	3,11	2	1750	23800	0,78	25149
9	2,86	2	1500	20400	0,71	17920
10	2,52	2	760	10336	0,63	7156
Σ	-	-	8760	$\Sigma \Delta W_x$ =119136	-	$\Sigma \Delta W_{к.6}$ =169165
	-	-	-	$\Sigma \Delta W_{ПС} = \Sigma \Delta W_x + \Sigma \Delta W_{к.6}$ =288291		

По данным текущего прайс-листа производителя оборудования величина капитальных затрат на обновление основного электрооборудования ПС составит порядка 4,85 млн. руб.

В расчетах принимаем следующие значения платы за мощность и за электроэнергию для потребителей подстанции:

$$\alpha = 4715,6 \text{ руб/кВт/год}, \beta = 1,147 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}.$$

«Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии определяется из выражения» [6]:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta, \quad (10)$$

$$C_{\text{э}} = \frac{4715,6}{6775,6} + 1,147 = 1,843 \text{ руб / кВт}\cdot\text{ч}.$$

«Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах» [6]:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}}, \quad (11)$$

$$I_{\text{э}} = 288291 \cdot 1,843 = 531,32 \text{ тыс. руб.}$$

«Годовые отчисления, которые можно определить из выражения» [6]:

$$I_0 = p_{\text{сум}} \cdot K, \quad (12)$$

$$I_0 = 0,094 \cdot 4850 \cdot 10^3 = 455,9 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем величину приведенных затрат с учетом нормативного коэффициента и годовых издержек [6]:

$$Z_{\text{пр}} = E_n \cdot K + I_0 + I_{\text{э}}, \quad (13)$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,125 \cdot 4850 \cdot 10^3 + 531321 + 455900 = 1593,47 \text{ тыс. руб.}$$

3.2 Определение величины приведенных затрат на вариант с установкой на ПС «Плес» двух трансформаторов типа ТМН-6300/35/10

Используя открытые данные, доступные на сайте производителя трансформаторов, выписываем их характеристики, необходимые для дальнейших расчетов. Это $\Delta P_x = 7,4 \text{ кВт}$, $I_x(\%) = 0,85\%$, $\Delta P_\kappa = 40 \text{ кВт}$, $u_\kappa(\%) = 7,5\%$.

Определяем значение коэффициента загрузки СТ при максимальном потреблении мощности [6]:

$$\kappa_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.Т}}, \quad (14)$$

$$\kappa_3 = \frac{4,6}{6,3} = 0,73.$$

«Потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х. » [6]:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (15)$$

$$Q_x = \frac{0,85}{100} \cdot 6300 = 53,6 \text{ квар}.$$

«Приведенные потери мощности трансформатора в режиме холостого хода» [6]:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x, \quad (16)$$

$$P'_x = 7,4 + 0,05 \cdot 53,6 = 10,1 \text{ кВт}.$$

«Потери реактивной мощности трансформатора в режиме к.з. » [6]:

$$Q_{\kappa} = \frac{u_{\kappa}(\%)}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}}, \quad (17)$$

$$Q_{\kappa} = \frac{7,5}{100} \cdot 6300 = 472,5 \text{ квар.}$$

«Приведенные потери активной мощности (нагрузочные потери) короткого замыкания» [6]:

$$P'_{\kappa} = \Delta P_{\kappa} + \kappa_{\text{ин}} \cdot Q_{\kappa}, \quad (18)$$

$$P'_{\kappa} = 40 + 0,05 \cdot 472,5 = 63,6 \text{ кВт.}$$

«Для двухобмоточного трехфазного трансформатора приведенные потери мощности определяются из выражения» [6]:

$$P'_T = P'_x + \kappa_3^2 \cdot P'_{\kappa}, \quad (19)$$

$$P'_T = 10,1 + 0,73^2 \cdot 63,6 = 44 \text{ кВт.}$$

Определяем потери холостого хода и короткого замыкания на всех ступенях годового графика нагрузки СТ подстанции ТМН-6300/35/10, а полученные расчетным путем данные заносим в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчетные данные по потерям в трансформаторе ПС для первого варианта ТМН-6300/35/10

<i>i</i> ступ.	S_{Bi} , МВА	n_i	T_i , ч	$\Sigma \Delta W_{xi}$, кВт·ч	$k_{3.6i}$	$\Sigma \Delta W_{\kappa.6i}$, кВт·ч
1	4,6	2	750	15120	0,73	12716
2	4,5	2	250	5040	0,716	4078
3	4,41	2	1000	20160	0,7	15589
4	4,24	2	250	5040	0,67	3570
5	4,15	2	500	10080	0,65	6721

Продолжение таблицы 2

<i>i</i> ступ.	S_{Bi} , MBA	n_i	T_i , ч	$\Sigma \Delta W_{xi}$, кВт·ч	$k_{з.вi}$	$\Sigma \Delta W_{к.вi}$, кВт·ч
6	3,92	2	1250	25200	0,62	15287
7	3,32	2	750	15120	0,53	6703
8	3,11	2	1750	35280	0,497	13753
9	2,86	2	1500	30240	0,45	9664
10	2,52	2	760	15322	0,4	3869
Σ	-	-	8760	$\Sigma \Delta W_x = 176602$	-	$\Sigma \Delta W_{к.в} = 91949$
	-	-	-	$\Sigma \Delta W_{ПС} = \Sigma \Delta W_x + \Sigma \Delta W_{к.в} = 268550$		

По данным текущего прайс-листа производителя оборудования величина капитальных затрат на обновление основного электрооборудования ПС составит порядка 5,848 млн. руб.

В расчетах принимаем следующие значения платы за мощность и за электроэнергию для потребителей подстанции:

$$\alpha = 4715,6 \text{ руб/кВт в год, } \beta = 1,147 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч.}$$

«Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах» [6]:

$$I_{\Delta} = \Delta W_{ПС} \cdot C_{\Delta}, \quad (20)$$

$$I_{\Delta} = 268550 \cdot 1,843 = 494,94 \text{ тыс.руб.}$$

«Годовые отчисления, которые можно определить из выражения» [6]:

$$I_0 = p_{сум} \cdot K, \quad (21)$$

$$I_0 = 0,094 \cdot 5848 \cdot 10^3 = 549,71 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем величину приведенных затрат с учетом нормативного коэффициента и годовых издержек [6]:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I_0 + I_{\text{э}}, \quad (22)$$

$$Z_{np} = 0,125 \cdot 5848 \cdot 10^3 + 494938 + 549712 = 1775,65 \text{ тыс.руб.}$$

Вывод: сравнивая полученные значения приведенных затрат для двух рассмотренных вариантов, выбираем вариант с меньшим значением затрат и потерь электрической энергии (установка 2х трансформаторов типа ТМН-4000/35/10), обладающий лучшим соотношением затрат и загрузки СТ после установки.

Выбранный вариант установки трансформаторов позволит не только обеспечить необходимую надежность электроснабжения существующих потребителей, но и даст необходимый запас по пропускной способности, необходимый для подключения новых перспективных нагрузок, связанных с развитием агропромышленного комплекса в данном регионе.

4 Анализ целесообразности изменения электрической схемы ПС «Плес»

«Каждая подстанция имеет три основных элемента: распределительное устройство (РУ) высшего напряжения, трансформатор, распределительное устройство низшего напряжения.

РУ высшего напряжения (110...35 кВ) сооружаются открытыми и лишь в случае особых требований закрытыми. Применение открытого РУ (ОРУ) снижает стоимость и сокращает сроки установки, замены и демонтажа электрооборудования подстанции. Однако обслуживание ОРУ несколько сложнее, чем закрытых РУ, и для них требуется более дорогое оборудование.

На понизительных подстанциях РУ напряжением 6...10 кВ сооружают закрытыми и открытыми.

РУ напряжением 6... 10 кВ получает электроэнергию непосредственно от трансформаторов или по линиям напряжением 6...10 кВ с шин подстанции. Выбор числа секций шин зависит от числа ячеек отходящих линий и от наличия резкопеременных нагрузок, которые требуется подключить на отдельные секции РУ.

Каждая отходящая от сборных шин РУ линия подключается к шинам через ячейку. В ячейку входят: выключатель, разъединители, трансформаторы тока» [1, 8-11].

Опираясь на требования нормативных документов в области выбора и применения электрических схем на понизительных подстанциях, основным из которых является стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 для рассматриваемой в работе двухтрансформаторной подстанции тупикового типа рекомендуется применить 4Н, которая называется «два блока с высоковольтными выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны питающих линий» [12].

Данная схема, принятая для использования в открытом распределительном устройстве 35 кВ подстанции «Плес» приведена на рисунке 3.

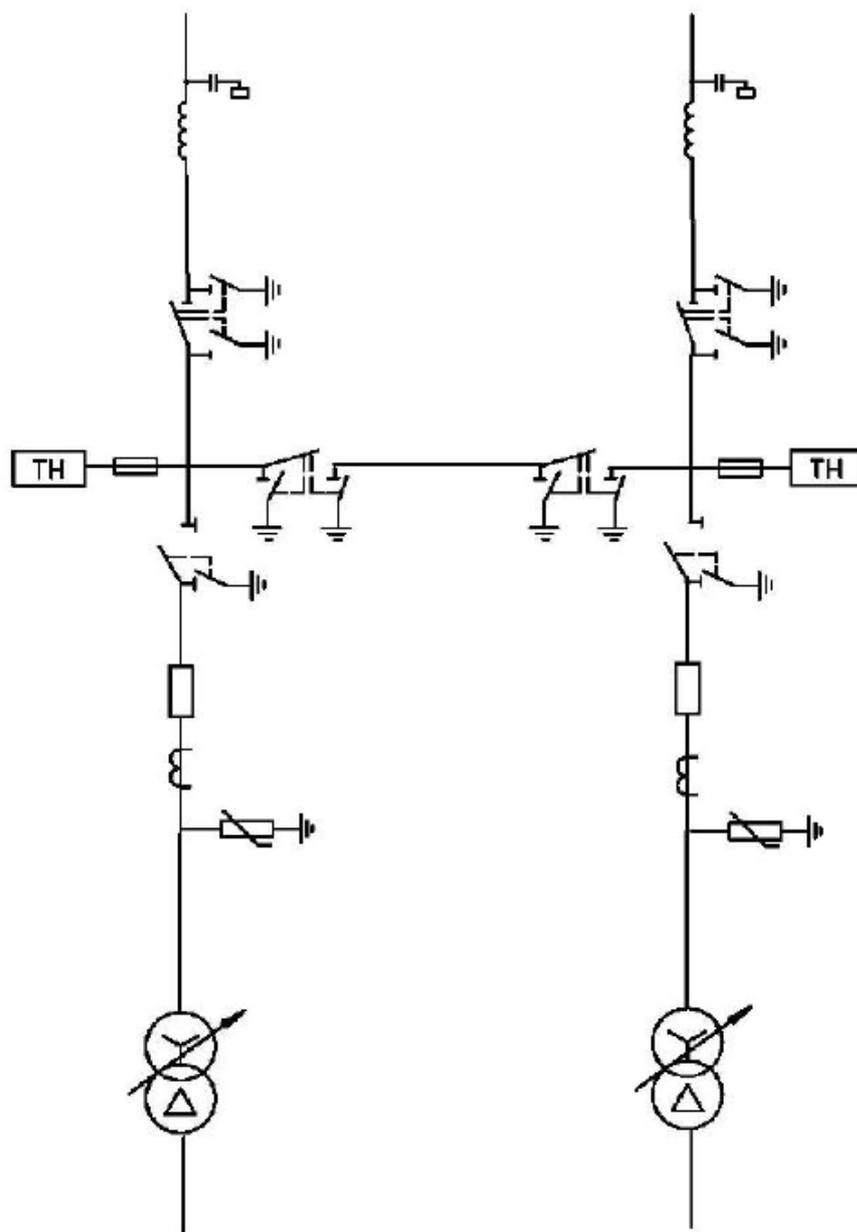


Рисунок 3 – Схема, принятая для использования в открытом распределительном устройстве 35 кВ подстанции «Плес»

Вывод: на стороне 35 кВ в открытом распределительном устройстве выбираем схему 4Н-два блока с высоковольтными выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны питающих линий, схема на стороне 10 кВ в замене или модернизации не нуждается так как число сборных шин 10 кВ остается неизменным.

5 Расчет токов короткого замыкания на сторонах ВН и НН подстанции

«Определение значений токов короткого замыкания производится для последующей проверки выбранного оборудования на подстанции и расчета уставок релейной защиты» [13]. Определение расчетных значений токов КЗ производим на сторонах 35 и 10 кВ для проверки соответствующего электрооборудования ПС.

На первом этапе расчета по известной схеме ПС составляется расчетная схема (рисунок 4) и намечаются точки при КЗ в которых через электрооборудование подстанции будут протекать наибольшие аварийные токи.

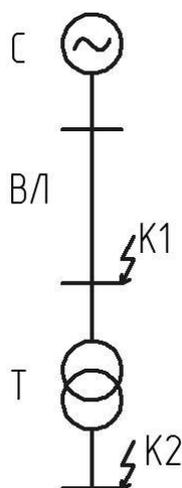


Рисунок 4 – Расчетная схема и точки КЗ на сторонах ВН и НН ПС «Плес»

Все элементы, входящие в расчетную схему для определения токов КЗ, представляются в виде сопротивлений, таким образом получается схема замещения по которой производятся дальнейшие расчеты (рисунок 5).

По данным представителей энергоснабжающей организации $S_{кз}$ составляет 1050 МВА.

Зная значение мощности короткого замыкания на шинах ВН подстанции определяем сопротивление внешней системы:

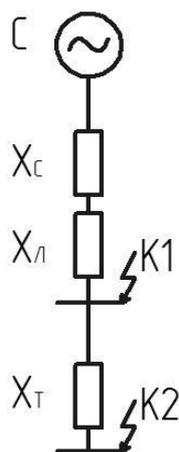


Рисунок 5 – Схема замещения, составленная на основе расчетной схемы для ПС «Плес»

$$x_{*б,C} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\kappa}}, \quad (23)$$

$$x_{*б,C} = \frac{100}{1050} = 0,1.$$

По паспортным данным рассчитаем сопротивление трансформатора ПС:

$$x_{*б,T} = \frac{u_{\kappa}(\%)}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.T}}, \quad (24)$$

$$x_{*б,T} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{4} = 1,88.$$

Определим индуктивное сопротивление ВЛ:

$$x_{*б,Л} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2}, \quad (25)$$

$$x_{*б,Л} = 0,4 \cdot \frac{51}{2} \cdot \frac{100}{37^2} = 0,75.$$

Рассчитаем значения токов короткого замыкания в первой расчетной точке.

«Результирующее сопротивление до точки К1» [13-15]:

$$x_{*\bar{o},рез} = x_{*\bar{o},C} + x_{*\bar{o},Л}, \quad (26)$$

$$x_{*\bar{o},рез} = 0,1 + 0,75 = 0,85.$$

Определим значение базисного тока исходя из принятых значений базисной мощности и напряжения [13]:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}}, \quad (27)$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}.$$

«Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.» [13]:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E''_{*\bar{o}}}{x_{*\bar{o},рез}} \cdot I_{\bar{o}}, \quad (28)$$

$$I_{no}^{(3)} = \frac{1}{0,85} \cdot 1,56 = 1,83 \text{ кА}.$$

Определим значение ударного тока короткого замыкания через ударный коэффициент [13]:

$$i_{y\delta}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\delta} \cdot I_{no}^{(3)}, \quad (29)$$

$$i_{y\delta}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1,83 = 4,67 \text{ кА}.$$

Рассчитаем значения токов короткого замыкания во второй расчетной точке.

«Результирующее сопротивление до точки К2» [13]:

$$x_{*\bar{o},рез} = x_{*\bar{o},C} + x_{*\bar{o},Л} + x_{*\bar{o},Т}, \quad (30)$$
$$x_{*\bar{o},рез} = 0,1 + 0,75 + 1,88 = 2,73.$$

Определим значение базисного тока исходя из принятых значений базисной мощности и напряжения [13]:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}}, \quad (31)$$
$$I_{\bar{o}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

«Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.» [13]:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_{*\bar{o}}''}{x_{*\bar{o},рез}} \cdot I_{\bar{o}}, \quad (32)$$
$$I_{no}^{(3)} = \frac{1}{2,73} \cdot 5,5 = 2,01 \text{ кА}.$$

Определим значение ударного тока короткого замыкания через ударный коэффициент [13]:

$$i_{y\partial}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\partial} \cdot I_{no}^{(3)}, \quad (33)$$
$$i_{y\partial}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 2,01 = 4,56 \text{ кА}.$$

Вывод: определены значения трёхфазного металлического и ударного токов КЗ на сторонах высокого и низкого напряжения трансформаторной подстанции.

6 Выбор и проверка основных электрических аппаратов на подстанции «Плес»

Для проведения реконструкции существующей подстанции выбираем блочную комплектную подстанция промышленного изготовления серии КТПБМ-35/10 производимую акционерным обществом «НПП Контакт» в городе Саратове.

В представленной ниже таблице 3 приведены основные эксплуатационные характеристики выбранной комплектной ПС.

Таблица 3 - Основные эксплуатационные характеристики выбранной комплектной ПС серии КТПБМ-35/10

Параметр или характеристика	Сторона ВН ПС	Сторона НН ПС
Значение номинального напряжения на соответствующей стороне	35 кВ	6 или 10 кВ
Номинальная мощность, устанавливаемого на ПС трансформатора	4; 6,3; 10; 16 МВА	
Номинальное значение тока на сборных шинах ПС	630 А	3150 А
Максимальное значение тока термической устойчивости	10 кА	40 кА
Амплитудное значение ударного тока КЗ	26 кА	100 кА
Максимальное число, устанавливаемых на ПС силовых трансформаторов	1; 2	
Значение номинального напряжения во вспомогательных цепях ПС: - работающих на переменном токе - работающих на постоянном токе	220 220	220 110, 220

6.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей

6.1.1 Высоковольтные выключатели на напряжение 35 кВ

Предварительно для размещения в комплектной подстанции принимаем выключатель ВБЭС-35. На рисунке 6 приведено изображение его внешнего вида.



Рисунок 6 - Внешний вид и конструктивные особенности выключателя ВБЭС-35

Определяем максимальное значение тока на стороне ВН подстанции при отключении одного из установленных трансформаторов:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4, \quad (34)$$

$$I_{\max} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 1,4 = 87,4 \text{ A.}$$

Находим тепловой импульс с учетом времени до отключения тока КЗ:

$$B_k = (I_{\text{но}}^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (35)$$

$$B_{\kappa} = 1,83^2 \cdot (0,05 + 0,05) = 0,36 \kappa A^2 \cdot c.$$

«Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе» [16, 17]:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (36)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 1,83 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,05}} = 0,95 \kappa A.$$

Расчетные значения и данные производителя ВВ типа ВБЭС-35 заносим в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчетные значения и данные производителя ВВ типа ВБЭС-35

Расчетные значения	Данные производителя ВВ
$U_{ном.сети} = 35 \kappa B$	$U_{ном} = 35 \kappa B$
$I_{max} = 87,4 A$	$I_{ном} = 630 A$
$I_{no}^{(3)} = 1,83 \kappa A$	$I_{ном.откл} = 25 \kappa A$
$i_{a\tau} = 0,95 \kappa A$	$i_{a.ном} = 17,7 \kappa A$
$I_{no} = 1,83 \kappa A$	$I_{прс} = 25 \kappa A$
$i_{y\partial} = 4,67 \kappa A$	$i_{прс} = 64 \kappa A$
$B_{\kappa} = 0,36 \kappa A^2 \cdot c$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 25^2 \cdot 0,05 = 31,3 \kappa A^2 \cdot c$

Предварительно выбранный выключатель ВБЭС-35 прошел указанные выше проверки и соответствует условиям эксплуатации на подстанции.

6.1.2 Высоковольтные выключатели на напряжение 10 кВ

Предварительно для размещения в комплектной подстанции на стороне низкого напряжения в КРУ принимаем выключатель ВБМ-10. На рисунке 7 приведено изображение его внешнего вида.

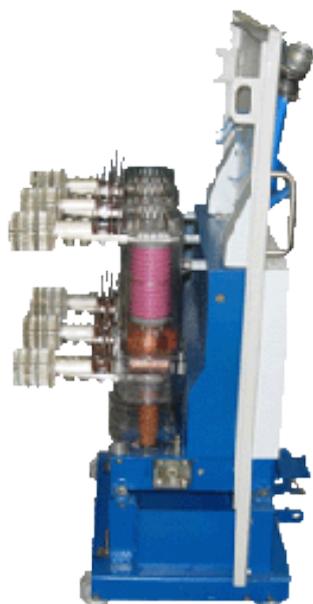


Рисунок 7 - Внешний вид и конструктивные особенности выключателя ВБМ-10

Определяем максимальное значение тока на стороне НН подстанции при отключении одного из установленных трансформаторов и с учетом отсутствия расщепления обмотки НН:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4, \quad (37)$$

$$I_{\max} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 1,4 = 307,9 \text{ A.}$$

Находим тепловой импульс с учетом времени до отключения тока КЗ:

$$B_{\kappa} = (I_{\text{по}}^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (38)$$

$$B_{\kappa} = 2,01^2 \cdot (0,05 + 0,02) = 0,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

«Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе» [16]:

$$i_{ар} = \sqrt{2} \cdot I_{но}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (39)$$

$$i_{ар} = \sqrt{2} \cdot 2,01 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,02}} = 0,22 \text{ кА},$$

Расчетные значения и данные производителя ВВ типа ВБМ-10 заносим в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчетные значения и данные производителя ВВ типа ВБМ-10

Расчетные значения	Данные производителя ВВ
$U_{ном.сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 307,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{но}^{(3)} = 2,01 \text{ кА}$	$I_{ном.откл} = 20 \text{ кА}$
$i_{ар} = 0,22 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 10,5 \text{ кА}$
$I_{но} = 2,01 \text{ кА}$	$I_{прс} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} = 4,56 \text{ кА}$	$i_{прс} = 51 \text{ кА}$
$B_{к} = 0,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0,05 = 20 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный ранее высоковольтный выключатель типа ВБМ-10 прошел указанные выше проверки и соответствует условиям эксплуатации на подстанции.

6.2 Выбор разъединителя 35 кВ

Предварительно для размещения в комплектной подстанции принимаем разъединитель РГПЗ-1-35/1000.

Полученные расчетным путем значения и данные изготовителя сводим в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчетные значения и данные производителя разъединителя

Расчетные значения	Данные производителя разъединителя
$U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 87,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{но}^{(3)} = 1,83 \text{ кА}$	$I_{нрс} = 50 \text{ кА}$
$i_{yd} = 4,67 \text{ кА}$	$i_{нрс} = 50 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 0,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0,05 = 20 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный ранее разъединитель типа РГПЗ-1-35/1000 прошел указанные выше проверки и соответствует условиям эксплуатации на подстанции.

6.3 Выбор трансформаторов тока для установки на ПС

6.3.1 Выбор и проверка трансформатора тока 35 кВ

Предварительно для размещения в комплектной подстанции принимаем трансформатор тока ТОЛ – 35. На рисунке 8 приведено изображение его внешнего вида.

Определяем номинальное значение тока на стороне ВН подстанции в нормальном режиме работы:

$$I_{\max} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (40)$$

$$I_{\max} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62,4 \text{ А.}$$



Рисунок 8 – Внешний вид и конструктивные особенности трансформатора тока ТОЛ – 35

Находим тепловой импульс с учетом времени до отключения тока КЗ:

$$B_{\kappa} = \left(I_{no}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_T + T_a), \quad (41)$$

$$B_{\kappa} = 1,83^2 \cdot (3 + 0,02) = 10,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Полученные расчетным путем значения и данные изготовителя сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Полученные расчетным путем значения и данные изготовителя трансформатора тока

Расчетные значения	Данные изготовителя ТТ
$U_{\text{ном.сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 62,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 75 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 4,67 \text{ кА}$	$I_{\text{д}} = 15 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 10,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 15^2 \cdot 3 = 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

К трансформаторам тока на стороне ВН подстанции подключаются только счетчики электроэнергии с максимальным значением потребления мощности равным 0,1 ВА.

Исходя из данных производителя номинальная нагрузка ТТ для выбранного класса точности не должна превышать 1,2 Ом. При этом в расчетах сопротивление контактных соединений считается равным 0,1 Ом.

Исходя из данных о номинальной мощности подключенных приборов находим их сопротивление [16]:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (42)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{0,1}{5^2} = 0,004 \text{ Ом.}$$

Определяем допустимое сопротивление проводов исходя из условия не превышения допустимого общего сопротивления [16]:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}, \quad (43)$$

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,004 - 0,1 = 1,096 \text{ Ом.}$$

По найденному значению сопротивления определяем соответствующее ему сечение [16]:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l}{R_{\text{пр}}}, \quad (44)$$

$$s = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{1,096} = 1,1 \text{ мм}^2.$$

В соответствии с механическими ограничениями для соединений во вторичных цепях ТТ принимаем провода с медными жилами сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

6.3.2 Выбор и проверка трансформатора тока 10 кВ

Предварительно для размещения в комплектном распределительном устройстве 10 кВ подстанции принимаем трансформатор тока ТОЛ–10.

Определяем номинальное значение тока на стороне ВН подстанции в нормальном режиме работы:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (45)$$

$$I_{\max} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 220 \text{ А.}$$

Находим тепловой импульс с учетом времени до отключения тока КЗ:

$$B_{\kappa} = (I_{\text{но}}^{(3)})^2 \cdot (t_T + T_a), \quad (46)$$

$$B_{\kappa} = 2,01^2 \cdot (3 + 0,02) = 12,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Полученные расчетным путем значения и данные изготовителя сводим в таблицу 8.

Таблица 8 – Полученные расчетным путем значения и данные изготовителя трансформатора тока

Расчетные значения	Данные изготовителя ТТ
$U_{\text{ном.сети}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 220 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 4,57 \text{ кА}$	$I_{\text{о}} = 102 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 12,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

К трансформаторам тока на стороне НН подстанции подключаются счетчик электрической энергии, амперметр и ваттметр с максимальным значением потребления мощности равным 1,4 ВА в фазе.

Исходя из данных производителя номинальная нагрузка ТТ для выбранного класса точности не должна превышать 1,2 Ом. При этом в расчетах сопротивление контактных соединений считается равным 0,1 Ом.

Исходя из данных о номинальной мощности подключенных приборов находим их сопротивление [16]:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (47)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{1,4}{5^2} = 0,056 \text{ Ом.}$$

Определяем допустимое сопротивление проводов исходя из условия не превышения допустимого общего сопротивления [16]:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}, \quad (48)$$

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,056 - 0,1 = 1,044 \text{ Ом.}$$

По найденному значению сопротивления определяем соответствующее ему сечение [16]:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l}{R_{\text{пр}}}, \quad (49)$$

$$s = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{1,044} = 1,16 \text{ мм}^2.$$

В соответствии с механическими ограничениями для соединений во вторичных цепях ТТ принимаем провода с медными жилами сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

6.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Со стороны ВН предварительно принимаем к установке измерительные трансформаторы напряжения ЗНОЛ–СЭЩ 35. Во вторичные цепи данных трансформаторов с номинальным напряжением 100 В подключаются по 2 трехфазных счетчика электрической энергии типа Меркурий 236 с максимальной потребляемой мощностью 10 ВА, что меньше максимального значения, установленного заводом изготовителем, равным 100 ВА.

Со стороны НН в ячейках КРУ предварительно принимаем к установке измерительные трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЩ – 10. Во вторичные цепи данных трансформаторов, установленных по одному на каждой секции СШ 10 кВ подключаются по вольтметру, шести ваттметров и шести трехфазных счетчиков электрической энергии типа Меркурий 236 с максимальной потребляемой мощностью 64 ВА, что меньше максимального значения, установленного заводом изготовителем, равным 100 ВА.

6.5 Выбор и проверка жесткой ошиновки

Определяем значения токов на стороне ВН силового трансформатора ПС в номинальном и максимальном режиме работы при отключении одного из них:

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (50)$$

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62,4 \text{ А},$$

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4, \quad (51)$$

$$I_{\max} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 1,4 = 87,4 \text{ А.}$$

При напряжении выше 1000 В основным критерием выбора является экономическая плотность тока, определяемая в зависимости от материала шины, числа часов использования и наличия изоляции на проводнике:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (52)$$

$$s = \frac{62,4}{1} = 62,4 \text{ мм}^2.$$

Для передачи электроэнергии по территории открытого распределительного устройства используются шины с номинальным значением тока выше 630 А. Выбираем сечение шин равным 50x5 мм с соответствующим ему максимальным значением тока 665 А. Выполним дополнительные проверки выбранных шин.

В первую очередь производится проверка шин на длительный нагрев номинальным током:

$$I_{\max} = 87,4 \text{ А} < I_{\text{дон}} = 665 \text{ А.}$$

«На термическую стойкость при к.з.» [16]:

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_T}, \quad (53)$$

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{0,37 \cdot 10^3}}{90} = 6,76 \text{ мм}^2,$$

$$s_{\min} = 6,76 \text{ мм}^2 < s = 250 \text{ мм}^2.$$

Предварительно выбранные жесткие шины прошли все необходимые проверки и могут быть использованы на подстанции.

В ячейках комплектного распределительного устройства 10 кВ используем сборные шины, выполненные из алюминиевого сплава, рассчитанные на номинальный ток в 1000 А и входящие в комплект поставки КРУ.

6.6 Выбор гибких шин на подстанции

В качестве гибкой ошиновки на стороне высокого напряжения подстанции используются голые стальнойюминевые провода марки АС.

Определяем значения токов на стороне ВН силового трансформатора ПС в номинальном и максимальном режиме работы при отключении одного из них:

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62,4 \text{ А},$$

$$I_{\text{max}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 1,4 = 87,4 \text{ А}.$$

«Сечение выбираем по экономической плотности тока» [16]:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (54)$$

$$s = \frac{62,4}{1} = 62,4 \text{ мм}^2.$$

Принимаем ближайшее стандартное сечение провода, равное 70 мм² и соответствующий ему провод со стальным сердечником АС-70/11 с максимальным током для проводника равным 265 А.

«Проверяем провода по длительно допустимому току из условий нагрева» [16]:

$$I_{\max} = 87,4 \text{ A} < I_{\text{дон}} = 265 \text{ A}.$$

Выполним проверку выбранного сечения по условиям термической стойкости при протекании аварийного тока [16]:

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_T}, \quad (55)$$

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{0,37 \cdot 10^3}}{90} = 6,76 \text{ мм}^2,$$

$$s_{\min} = 6,76 \text{ мм}^2 < s = 70 \text{ мм}^2.$$

«Проверка по условиям коронирования необходима при напряжении 35 кВ и выше.

Начальная критическая напряженность электрического поля» [16]:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (56)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}} \right) = 34,8 \text{ кВ / см}.$$

«Напряженность электрического поля около провода» [16]:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{сп.2}}}{r_0}}, \quad (57)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 20,2}{0,57 \cdot \lg \frac{1260}{0,57}} = 3,75 \text{ кВ / см.}$$

«Условие отсутствия короны можно записать в виде» [16]:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (58)$$

$$4 \leq 31,3.$$

Поскольку условие верно, то выбор сечения проводника выполнен правильно и коронный разряд не появляется.

Выполним выбор гибких шин на стороне низкого напряжения подстанции.

Определяем значения токов на стороне НН силового трансформатора ПС в номинальном и максимальном режиме работы при отключении одного из них:

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 219,9 \text{ А,}$$

$$I_{\text{max}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 1,4 = 307,9 \text{ А.}$$

«Сечение выбираем по экономической плотности тока» [16]:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (59)$$

$$s = \frac{219,9}{1} = 219,9 \text{ мм}^2.$$

Принимаем ближайшее стандартное сечение провода, равное 240 мм² и соответствующий ему провод со стальным сердечником АС-240/32 с максимальным током для проводника равным 605 А.

«Проверяем провода по длительно допустимому току из условий нагрева» [16]:

$$I_{\max} = 307,9 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}.$$

Выполним проверку выбранного сечения по условиям термической стойкости при протекании аварийного тока [16]:

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_T}, \quad (60)$$
$$s_{\min} = \frac{\sqrt{0,29 \cdot 10^3}}{90} = 6 \text{ мм}^2.$$

Поскольку полученное значение мене выбранного, то выбор гибких шин произведен верно.

Вывод: по значениям номинального напряжения в месте установки и значениям рабочего и максимального токов произведен выбор основного электрооборудования (высоковольтные выключатели и разъединители, трансформаторы тока и напряжения, гибкие и жесткие шины) для установки на подстанции «Плес». Выбранные электрические аппараты и проводники были проверены на термическую и электродинамическую стойкость к токам КЗ, все выбранное оборудование прошло проверки и может быть рекомендовано к установке на ПС «Плес».

7 Выбор уставок микропроцессорной релейной защиты силовых трансформаторов подстанции

«Релейная защита должна обеспечить быстроту и избирательность действия, надежность работы и чувствительность.

Кроме того, стоимость релейной защиты должна быть, по возможности, небольшой.

Быстрота действия защиты предупреждает расстройство работы системы и нарушение нормальной работы приемников при коротком замыкании и значительных понижениях напряжения. Это уменьшает ущерб при коротком замыкании. По времени действия релейные защиты можно разделить на быстродействующие и с выдержкой времени.

Избирательным действием релейной защиты называют такое, при котором обеспечивается выявление поврежденного участка и его отключение; при этом неповрежденная часть электроустановки остается в работе.

Надежность работы релейной защиты заключается в ее правильном и безотказном действии во всех предусмотренных случаях» [1, 18].

Для защиты силовых трансформаторов на подстанции «Плес» выбираем блоки микропроцессорной защиты серии «Сириус-Т». Расчет уставок и выбор значений коэффициентов для настройки блока производим по рекомендованной производителем методике, изложенной в справочном документе [19].

7.1 Определение основных параметров электрического режима для дифференциальной защиты трансформаторов

«Номинальные токи сторон силового трансформатора» [19]:

$$I_{н.пер.} = \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (61)$$

$$I_{н.пер_ВН} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62,4 \text{ A},$$

$$I_{н.пер_НН} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 220 \text{ A}.$$

«Вторичные номинальные токи сторон, соответствующие номинальной мощности трансформатора» [19]:

$$I_{н.втор} = \frac{I_{н.пер} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ}}, \quad (62)$$

$$I_{н.втор_ВН} = \frac{62,4}{75/5} \cdot 1 = 4,2 \text{ A},$$

$$I_{н.втор_НН} = \frac{220}{300/5} \cdot 1 = 3,7 \text{ A}.$$

По результатам расчетов принимаем следующие уставки: $I_{баз.ВН} = 4,2 \text{ A}$, $I_{баз.НН} = 3,7 \text{ A}$.

7.2 Определение уставок защиты ДЗТ-2

«Относительный ток небаланса в нормальном режиме работы защищаемого трансформатора» [19]:

$$I_{нб.расч*} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}; \quad (63)$$

$$I_{нб.расч*} = 2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,04 = 0,34 \text{ о.е.}$$

«Базовая уставка ступени, определяющая чувствительность рассматриваемой ступени защиты» [19]:

$$I_{d1} / I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч*}; \quad (64)$$

$$I_{d1} / I_{баз} \geq 1,2 \cdot 0,34 = 0,41.$$

Округляем до ближайшего большего десятичного значения равного 0,5.
Определим значение коэффициента снижения тормозного тока [19]:

$$K_{CH.T} = 1 - 0,5I_{нб.расч}^*, \quad (65)$$

$$K_{CH.T} = 1 - 0,5 \cdot 0,34 = 0,83.$$

«Расчетный коэффициент торможения в процентах» [19]:

$$K_{торм} = 100 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч}^* / K_{CH.T}, \quad (66)$$

$$K_{торм} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,34 / 0,83 = 49,2.$$

По полученным расчетным значениям выбираем уставку коэффициента торможения $K_{торм} \% = 50$, уставку для второй характерной точки излома тормозной характеристики $I_{m2} / I_{ном} = 1,5$.

Величина уставки для реализации блокировки по 2-й гармонике дифференциального тока принимается равной согласно рекомендациям изготовителя терминала, $I_{\partial 2} / I_{\partial 1} = 0,1$.

Вывод: определены уставки дифференциальной токовой защиты трансформаторов ГПП.

8 Собственные нужды ПС «Плес»

Питание системы собственных нужд (СН) подстанции с номинальным напряжением стороны высокого напряжения 35 кВ должно осуществляться как минимум от 2-х независимых друг от друга источников, с целью исключения перерывов в электроснабжении и недопущении потери управления электрооборудованием подстанции. Для обеспечения бесперебойности на стороне низкого напряжения подстанции устанавливаются два трансформатора собственных нужд, подключаемых каждый к отдельной секции шин и снабженное устройство для автоматического ввода резерва. На ПС с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ 10 кВ.

К потребителям собственных нужд понизительной подстанции относятся используемые для функционирования систем ПС электроприемники: подогрев высоковольтных выключателей, приводов, шкафов микропроцессорной релейной защиты и автоматики, освещение территории подстанции и внутренних помещений, электроотопление помещений, питание вентиляторов системы принудительной вентиляции и др.

Вывод: при производстве комплектной подстанции КТПБ-35/10 завод-изготовителем предусмотрено размещение на ней двух специальных трансформаторов собственных нужд с номинальной мощностью одного трансформатора равной 40 кВА.

9 Определение параметров системы заземления на ПС «Плес»

«Базовая конструкция заземляющего устройства (ЗУ) комплектной подстанции состоит из:

- сетки горизонтальных заземлителей, располагаемой на территории, занятой оборудованием;
- внешнего контура горизонтальных заземлителей, охватывающих территорию подстанции и концевые опоры всех ВЛ.

К базовой конструкции подсоединяются все естественные заземлители, включая системы «трос-опоры» всех ВЛ.

Обязательным элементом сетки должен быть замкнутый горизонтальный заземлитель, охватывающий площадь, занятую оборудованием, включая ЗРУ. Эту сетку допускается прокладывать на глубине 0,3 м.

Внешний контур горизонтальных заземлителей, охватывающий территорию подстанции и концевые опоры всех ВЛ, может иметь произвольную конфигурацию, зависящую от условий местности.

Следует избегать острых углов, а при прямоугольной конфигурации контура не превышать отношения большей стороны к меньшей, равного 2. Противоположные стороны контура должны быть соединены горизонтальными заземлителями, прокладываемыми на глубине 1 м, как и заземлители самого контура.

Сетка, расположенная на территории, занятой оборудованием, должны быть соединена с горизонтальными заземлителями контура вертикальными перемычками не менее чем в 4-х местах. У входов и въездов на ПС по обеим сторонам от входа/въезда должны быть оборудованы наклонные заземлители, соединяющие внутреннюю сетку с внешним контуром.

При расчётах ЗУ комплектной подстанции в зависимости от тока короткого замыкания и электрических характеристик грунта корректируются лишь размеры внешнего контура» [20, 21].

Все расчеты системы заземления подстанции проведены по методическим указаниям [20].

«Согласно ПУЭ допустимое сопротивление заземляющего устройства с учетом удельного сопротивления грунта равно» [20]:

$$R_3 = \frac{\rho_{zp}}{100} \cdot R_3, \quad (67)$$

$$R_3 = \frac{50}{100} \cdot 4 = 2 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление растеканию вертикального заземлителя определяется по выражению и равно» [20]:

$$R_6 = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.в}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t' + l}{4t' - l} \right), \quad (68)$$

$$R_6 = \frac{0,366 \cdot 90}{3} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{20 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) = 29,9 \text{ Ом,}$$

где $t' = t_0 + \frac{1}{2}l = 0,8 + \frac{1}{2} \cdot 3 = 2,3 \text{ м,}$

$$\rho_{расч.в} = k_c \cdot \rho_{zp} = 1,8 \cdot 50 = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

«Количество вертикальных заземлителей определяется по выражению и равно» [20]:

$$n_6 = \frac{R_6}{\eta_6 \cdot R_3}, \quad (69)$$

$$n_6 = \frac{29,9}{0,66 \cdot 2} = 22,6 \text{ шт.}$$

Полученное значение округляем до ближайшего большего целого значения и принимаем к установке 23 вертикальных заземлителя для формирования контура заземления.

«Длина горизонтального заземлителя (полосы) определяется по выражению» [20]:

$$l_z = a \cdot n_g, \quad (70)$$

$$l_z = 4,5 \cdot 23 = 103,5 \text{ м.}$$

«Сопротивление растеканию горизонтального заземлителя (сопротивление заземляющей полосы) определяется по выражению и равно» [20]:

$$R_z = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.з}}{l_z} \cdot \lg \frac{2l^2}{b \cdot t_0}, \quad (71)$$

$$R_z = \frac{0,366 \cdot 200}{103,5} \cdot \lg \frac{2 \cdot 103,5^2}{0,05 \cdot 0,8} = 3,84 \text{ Ом,}$$

где $\rho_{расч.з} = k'_c \cdot \rho_{зр} = 4 \cdot 50 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$

«Действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования определяется по выражению и равно» [20]:

$$R'_z = \frac{R_z}{\eta_z}, \quad (72)$$

$$R'_z = \frac{3,84}{0,3} = 12,8 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление растеканию вертикальных заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя (без учета естественных заземлителей) определяется по выражению и равно» [20]:

$$R'_6 = \frac{R'_2 \cdot R_3}{R'_2 - R_3}, \quad (73)$$

$$R'_6 = \frac{12,8 \cdot 2}{12,8 - 2} = 2,37 \text{ Ом.}$$

«Уточненное количество вертикальных заземлителей определяется по выражению и равно» [20]:

$$n'_6 = \frac{R_6}{\eta_6 \cdot R'_6}, \quad (74)$$

$$n'_6 = \frac{29,87}{0,66 \cdot 2,37} = 18,9 \text{ шт.}$$

Вывод: по результатам расчетов в системе заземления подстанции используем на подстанции «Плес» 19 вертикальных заземлителей, соединенных между собой горизонтальной полосой общей протяженностью 103,5 м.

10 Определение параметров системы молниезащиты ПС «Плес»

Для обеспечения защиты электрооборудования, установленного на подстанции от попадания молний, предусматривается установка одиночного стержневого молниеотвода с такими параметрами, чтобы его зона защиты покрывала основные электрические аппараты ПС на высоте самого высокого из защищаемых объектов.

Предварительно выбираем высоту стержневого молниеотвода $h = 20$ м.

Высота самого высокого из защищаемых объектов на подстанции составляет $h_x = 4$ м.

«Высота вершины конуса стержневого молниеотвода» [8]:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (75)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м.}$$

«Радиус защиты на уровне земли» [8]:

$$r_0 = 1,2 \cdot h, \quad (76)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 20 = 24 \text{ м.}$$

«Радиус защиты на высоте защищаемого сооружения» [8]:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (77)$$

$$r_x = \frac{24 \cdot (17 - 4)}{17} = 18,3 \text{ м.}$$

Вывод: поскольку одного молниеотвода оказалось недостаточно для защиты всей территории подстанции, то принимаем к установке 2 стержневых молниеотвода по 20 м.

Заключение

Основная цель работы заключалась в обеспечении надежного электро-снабжения потребителей электроэнергии подключенных к подстанции «Плес» путем замены устаревшего оборудования на современное. Трансформаторы подстанции загружены в часы максимальных нагрузок на 81%, что не оставляет резерва мощности для подключения новых потребителей и вызывает угрозу перерыва электроснабжения у существующих.

Используя показания установленных на ПС счетчиков электрической энергии построен упорядоченный график полной мощности подстанции на годовом интервале, по которому найдено максимальное за год значение нагрузки ПС, определено число часов использования максимума нагрузки за год и найдено значение коэффициента заполнения годового графика ПС.

Сравнивая полученные значения приведенных затрат для двух рассмотренных вариантов установки трансформаторов на ПС, выбран вариант с меньшим значением затрат и потерь электрической энергии (установка 2х трансформаторов типа ТМН-4000/35/10), обладающий лучшим соотношением затрат и загрузки СТ после установки.

На стороне 35 кВ в открытом распределительном устройстве выбрана схема 4Н-два блока с высоковольтными выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны питающих линий, схема на стороне 10 кВ в замене или модернизации не нуждается так как число сборных шин 10 кВ остается неизменным.

Определены значения трёхфазного металлического и ударного токов КЗ на сторонах высокого и низкого напряжения трансформаторной подстанции.

По значениям номинального напряжения в месте установки и значениям рабочего и максимального токов произведен выбор основного электрооборудования (высоковольтные выключатели и разъединители, трансформаторы тока и напряжения, гибкие и жесткие шины) для установки на подстанции «Плес». Выбранные электрические аппараты и проводники были проверены

на термическую и электродинамическую стойкость к токам КЗ, все выбранное оборудование прошло проверки и может быть рекомендовано к установке на ПС «Плес».

Определены уставки дифференциальной токовой защиты трансформаторов ГПП.

При производстве комплектной подстанции КТПБ-35/10 заводом-изготовителем предусмотрено размещение на ней двух специальных трансформаторов собственных нужд с номинальной мощностью одного трансформатора равной 40 кВА.

По результатам расчетов в системе заземления подстанции используем на подстанции «Плес» 19 вертикальных заземлителей, соединенных между собой горизонтальной полосой общей протяженностью 103,5 м.

Поскольку одного молниеотвода оказалось недостаточно для защиты всей территории подстанции, то по результатам расчетов к установке на ПС были приняты 2 стержневых молниеотвода по 20 м.

Список используемых источников

1. Гвоздев С.М. Энергоэффективное электрическое освещение: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 288 с.
2. Грунин В.К. Выпускная квалификационная работа бакалавра по проектированию систем электроснабжения промышленных объектов: учебное пособие. Омск: Изд-во ОмГТУ, 2016. 156 с.
3. Кабели и провода на напряжение до 1 кВ: каталог [Электронный ресурс]. URL:http://www.simross.ru/files/35857/1KV_pr.pdf/ (дата обращения: 05.12.2021).
4. Кашина С.Г. Электробезопасность. Защитные заземляющие устройства электроустановок: учебное пособие к практическим занятиям студентов. Казань: Изд-во КГАСУ, 2016. 137 с.
5. Конюхова Е.А. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий (теория и примеры): учебное пособие. Москва: РУСАЙНС, 2017. 160 с.
6. Котова Е.Н. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах: учебно-методическое пособие. Екатеринбург: Изд-во Урал. унта, 2014. 216 с.
7. Кудрин Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: учебное пособие. М.: МЭИ, 2013. 412 с.
8. Правила устройства электроустановок ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2018. 462 с.
9. Пункты распределительные серии ПР 11: техническая информация для выбора [Электронный ресурс]. URL:<http://ruscomplect.ru/pr11.htm/> (дата обращения: 05.02.2022).
10. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.
11. Сивков А.А. Основы электроснабжения: учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. 180 с.

12. Старжинский В.Н. Проектирование защитного заземления: учебно-методическое пособие. Екатеринбург: УГЛТУ, 2015. 22 с.
13. Сумарокова Л.П. Основы расчёта систем внутризаводского электроснабжения: учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. 119 с.
14. Трансформаторы силовые с масляной и сухой изоляцией: каталог продукции [Электронный ресурс]. URL:<https://electroshield.ru/catalog/transformatory-silovie-raspredelitelnie/tmg-f-seshch-25-2-500-kva-6-10-15-20-35-kv/> (дата обращения: 25.02.2022).
15. Установки конденсаторные типа УKM: руководство по эксплуатации [Электронный ресурс]. URL:<http://www.elektro-portal.com/> (дата обращения: 16.12.2021).
16. Фёдоров А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий: учебник для вузов. М.: Энергия, 2014. 360 с.
17. Шевченко Н.Ю. Электроснабжение: учебное пособие. Волгоград: ИУНЛ ВолгГТУ, 2015. 92с.
18. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М.: ФОРУМ, 2011. 136 с.
19. Calculation of lighting in the program DIALux evo 8.1: DIALux evo manual [Электронный ресурс]. URL:<https://www.dial.de/fileadmin/documents/dialux/DIALuxevo/manyal.pdf/> (дата обращения: 16.01.2022).
20. Conrad St. Pierre A practical guide to short-circuit calculations. England: Electric Power Consultant, 3 rd edition. 2015. 536 p.