

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 35/10 кВ «Бея-
евская»

Студент

В.Р. Шаповал

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.Н. Черненко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2019 г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

Темой выпускной квалификационной работы является реконструкция электрической части подстанции 35/10 кВ «Беляевская».

В ходе выполнения работы были определены электрические нагрузки подстанции и выбраны новые силовые трансформаторы.

Определены значения токов короткого замыкания, которые использовались для выбора и проверки оборудования подстанции.

Подстанция в процессе реконструкции выполняется блочной, комплектной.

Выполнен расчет уставок микропроцессорной релейной защиты трансформаторов подстанции.

Работа состоит из пояснительной записки в 49 страниц, содержит 9 таблиц и 8 рисунков. Графическая часть состоит из шести чертежей.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение.....	4
6	1 Краткая характеристика ПС «Беляевская»	
7	2 Определение расчетных нагрузок ПС «Беляевская»	
	3 Определение номинальной мощности трансформаторов на ПС	9
	4 Выбор и обоснование электрической схемы для ПС «Беляевская» ..	16
	5 Расчет значений токов КЗ	18
	6 Выбор основных электроаппаратов на ПС	22
37	7 Определение уставок микропроцессорной релейной защиты	
	8 Собственные нужды ПС «Беляевская»	40
41	9 Расчет заземления на ПС	
	10 Расчет параметров молниезащиты ПС	45
46	Заключение	
47	Список используемых источников	

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергия нашла широкое применение во всех областях народного хозяйства, поэтому особенно актуальными стали вопросы повышения качества эклектической энергии, обеспечения надежности электроснабжения потребителей: промышленных, городских и сельских.

Применение новых технологий в производстве электрооборудования позволяет повысить его эксплуатационные характеристики и надежность всей системы электроснабжения в целом. На многих объектах электросетевого комплекса до сих пор применяется электрооборудование выработавшее свой ресурс, устаревшее морально и физически. В настоящее время реализуется широкомасштабная программа по реконструкции объектов с установкой современного электрооборудования и применением новых схем электроснабжения.

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, простоем рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного количества городских жителей.

Третья категория - все остальные электроприемники, не подходящие под определения первой и второй категорий (например, электроприемники цехов несерийного производства, вспомогательных цехов и т. п.) [1-3].

Целью бакалаврской работы является повышение надежности электро-снабжения потребителей, получающих электроэнергию от подстанции «Беляевская». Для решения заявленной цели на подстанции планируется установка новых силовых трансформаторов, установка нового современного электрооборудования подстанции, модернизация системы релейной защиты с установкой микропроцессорных блоков.

1 Краткая характеристика ПС «Беляевская»

Подстанция «Беляевская» находится в Беляевском районе Оренбургской области в деревне Беляевка и обеспечивает электроэнергией саму деревню и близ расположенные деревни Днепровка, Гирьял, Алабайтал и поселок Белогорский. Номинальные напряжения подстанции: 35 кВ на стороне ВН и 10 кВ на стороне НН.

Район электроснабжения подстанции представлен на рисунке 1.

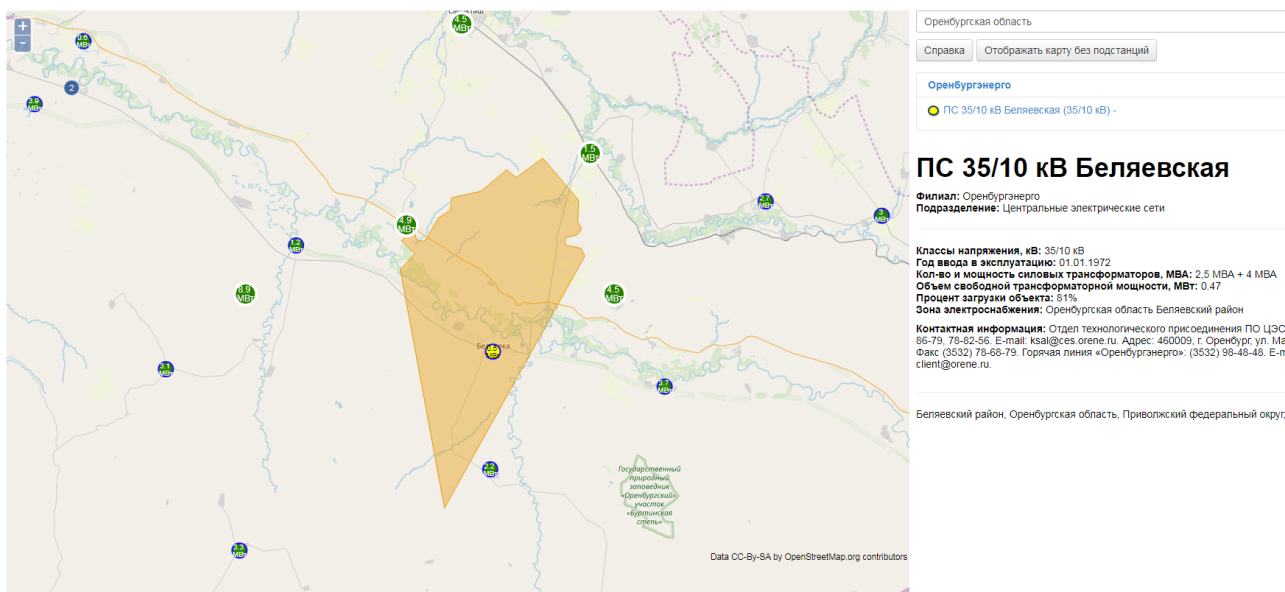


Рисунок 1 - Район электроснабжения подстанции «Беляевская»

ПС «Беляевская» эксплуатируется с 1972 года. Подстанция укомплектована силовыми трансформаторами различной мощности 4 и 2,5 МВА.

Питание ПС «Беляевская» выполнено по двум воздушным линиям 35 кВ от подстанции 110/35/10 кВ «Дубенская».

По наблюдениям Оренбургэнерго процент загрузки трансформаторного оборудования подстанции достигает 81%, что не позволяет обеспечить надежное электроснабжение существующих потребителей и выполнять подключение новых.

С целью устранения выявленных недостатков и производится реконструкция подстанции.

2 Определение расчетных нагрузок ПС «Беляевская»

По упорядоченному годовому графику нагрузки подстанции (рисунок 2.1) определяем максимальное значение нагрузки подстанции.

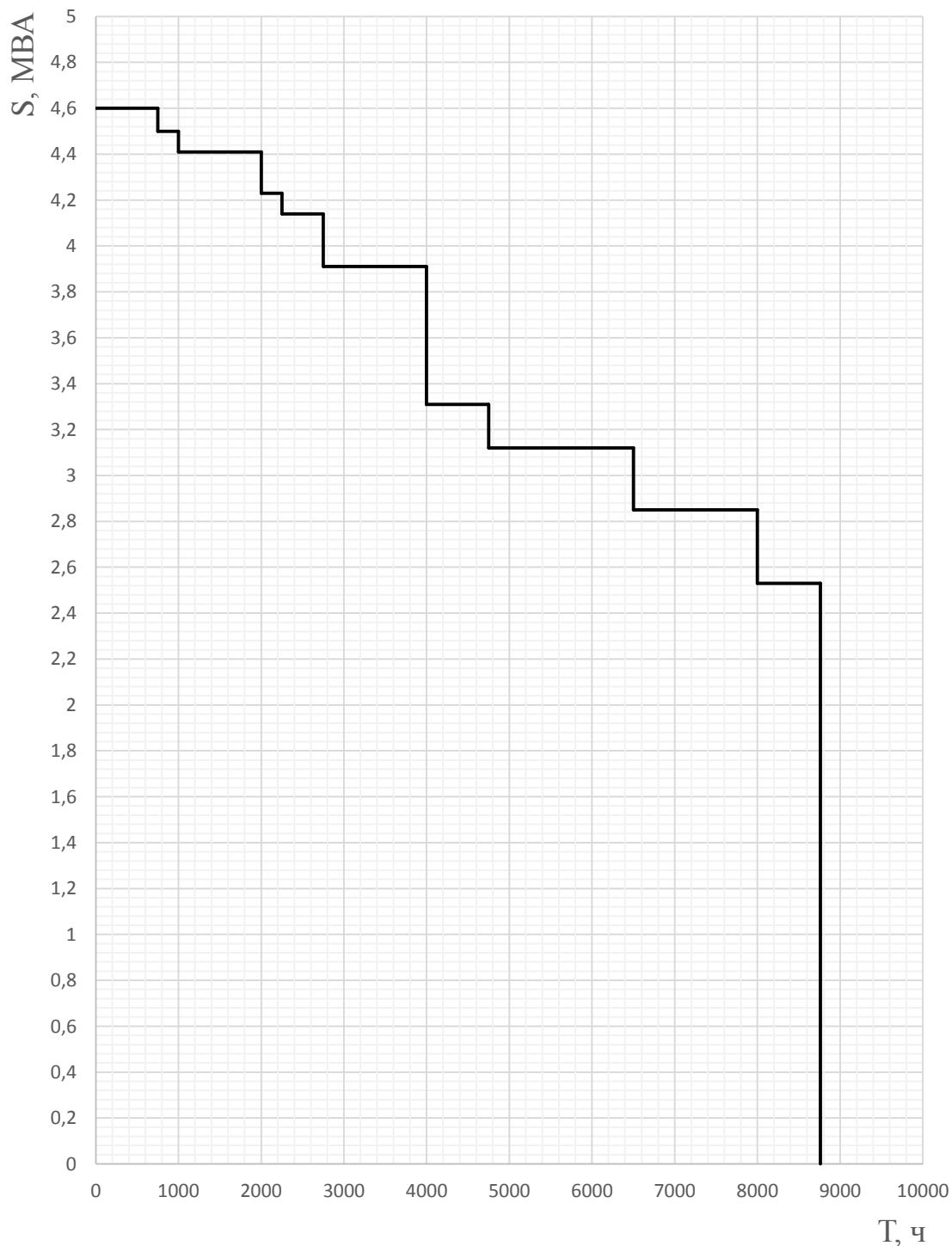


Рисунок 2.1 – Упорядоченный годовой график нагрузки ПС «Беляевская»

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

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{\Sigma S_{\max}}, \quad (2.1)$$

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

«Коэффициент заполнения графика нагрузки ПС» [4]:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760}, \quad (2.2)$$

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

3 Определение номинальной мощности трансформаторов на ПС

3.1 Определение числа и номинальной мощности одного трансформатора на ПС

Для обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей, относящихся к 1й и 2й категориям по надежности электроснабжения принимаем на реконструируемой ПС два силовых двухобмоточных трансформатора 35/10 кВ.

Принимая во внимание возможность 40% аварийной перегрузки и коэффициент участия потребителей 1й и 2й категорий, номинальную мощность одного трансформатора на ПС определим по выражению:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{max ПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot n - 1}, \quad (3.1)$$

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

Для дальнейшего сравнения принимаем два варианта с трансформаторами большей мощности ТМН-4000/35/10 и ТМН-6300/35/10.

3.2 Расчет приведенных затрат для варианта с трансформаторами ТМН-4000/35/10

По каталогу производителя силовых трансформаторов определяем их технические характеристики: $\Delta P_x = 5 \text{ кВт}$, $I_x(\%) = 0,9\%$, $\Delta P_\kappa = 32 \text{ кВт}$, $u_x(\%) = 7,5\%$.

«Коэффициент загрузки трансформатора» [6, 7]:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.Т}}, \quad (3.2)$$

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

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

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (3.3)$$

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

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

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{ин} \cdot Q_x, \quad (3.4)$$

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

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

$$Q_\kappa = \frac{u_\kappa(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (3.5)$$

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

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

$$P'_\kappa = \Delta P_\kappa + \kappa_{ин} \cdot Q_\kappa, \quad (3.6)$$

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

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

$$P'_T = P'_x + \kappa_3^2 \cdot P'_k, \quad (3.7)$$

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

Результаты расчета потерь электроэнергии для каждой ступени годового графика нагрузки для трансформатора ТМН-4000/35/10 заносим в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета потерь электроэнергии для каждой ступени годового графика нагрузки для трансформатора ТМН-4000/35/10

i	$S_{Bi},$ МВА	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
				$\Sigma \Delta W_{ПС} = \Sigma \Delta W_x + \Sigma \Delta W_{к.6} = 288291$		

Суммарные капитальные затраты на основное оборудование подстанции составляют 4,85 млн. руб.

Размер ставок за мощность и за потребленную электроэнергию:

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

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

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta, \quad (3.8)$$

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

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

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}}, \quad (3.9)$$

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

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

$$I_0 = p_{\text{сум}} \cdot K, \quad (3.10)$$

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

«Приведенные затраты» [6]:

$$Z_{\text{пр}} = E_n \cdot K + I_0 + I_{\text{э}}, \quad (3.11)$$

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

3.3 Расчет приведенных затрат для варианта с трансформаторами ТМН-6300/35/10

По каталогу производителя силовых трансформаторов определяем их технические характеристики: $\Delta P_x = 7,4 \text{ кВт}$, $I_x(\%) = 0,85\%$, $\Delta P_k = 40 \text{ кВт}$, $u_k(\%) = 7,5\%$.

«Коэффициент загрузки трансформатора» [6]:

$$\kappa_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.Т}}, \quad (3.12)$$

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

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

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (3.13)$$

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

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

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{ин} \cdot Q_x, \quad (3.14)$$

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

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

$$Q_k = \frac{u_k(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (3.15)$$

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

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

$$P'_k = \Delta P_k + \kappa_{un} \cdot Q_k, \quad (3.16)$$

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

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

$$P'_T = P'_x + \kappa_3^2 \cdot P'_k, \quad (3.17)$$

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

Результаты расчета потерь электроэнергии для каждой ступени годового графика нагрузки для трансформатора ТМН-6300/35/10 заносим в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчета потерь электроэнергии для каждой ступени годового графика нагрузки для трансформатора ТМН-6300/35/10

i	$S_{Bi},$ МВА	n_i	$T_i, \text{ ч}$	$\Sigma \Delta W_{xi},$ кВт·ч	$k_{3.6i}$	$\Sigma \Delta W_{к.вi},$ 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
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

Продолжение таблицы 3.2

i	$S_{Bi},$ МВА	n_i	$T_i, \text{ ч}$	$\Sigma \Delta W_{xi},$ кВт·ч	$k_{з.вi}$	$\Sigma \Delta W_{к.вi},$ кВт·ч
10	2,52	2	760	15322	0,4	3869
Σ			8760	$\Sigma \Delta W_x = 176602$		$\Sigma \Delta W_{к.в} = 91949$
				$\Sigma \Delta W_{ПС} = \Sigma \Delta W_x + \Sigma \Delta W_{к.в} = 268550$		

Суммарные капитальные затраты на основное оборудование подстанции составляют 5,848 млн. руб.

Размер ставок за мощность и за потребленную электроэнергию:

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

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

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{ПС} \cdot C_{\text{э}}, \quad (3.18)$$

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

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

$$I_0 = p_{\text{сум}} \cdot K, \quad (3.19)$$

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

«Приведенные затраты» [6]:

$$Z_{\text{пр}} = E_n \cdot K + I_0 + I_{\text{э}}, \quad (3.20)$$

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

По наименьшей величине приведенных затрат выбираем вариант с установкой на ПС «Беляевская» двух трансформаторов ТМН-4000/35/10.

4 Выбор и обоснование электрической схемы для ПС «Беляевская»

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].

В соответствии со стандартом ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 для тупиковой двухтрансформаторной подстанции следует использовать схему 4Н-два блока с высоковольтными выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны питающих линий [12].

Выбранная схема подстанции «Беляевская» представлена на рисунке 4.1.

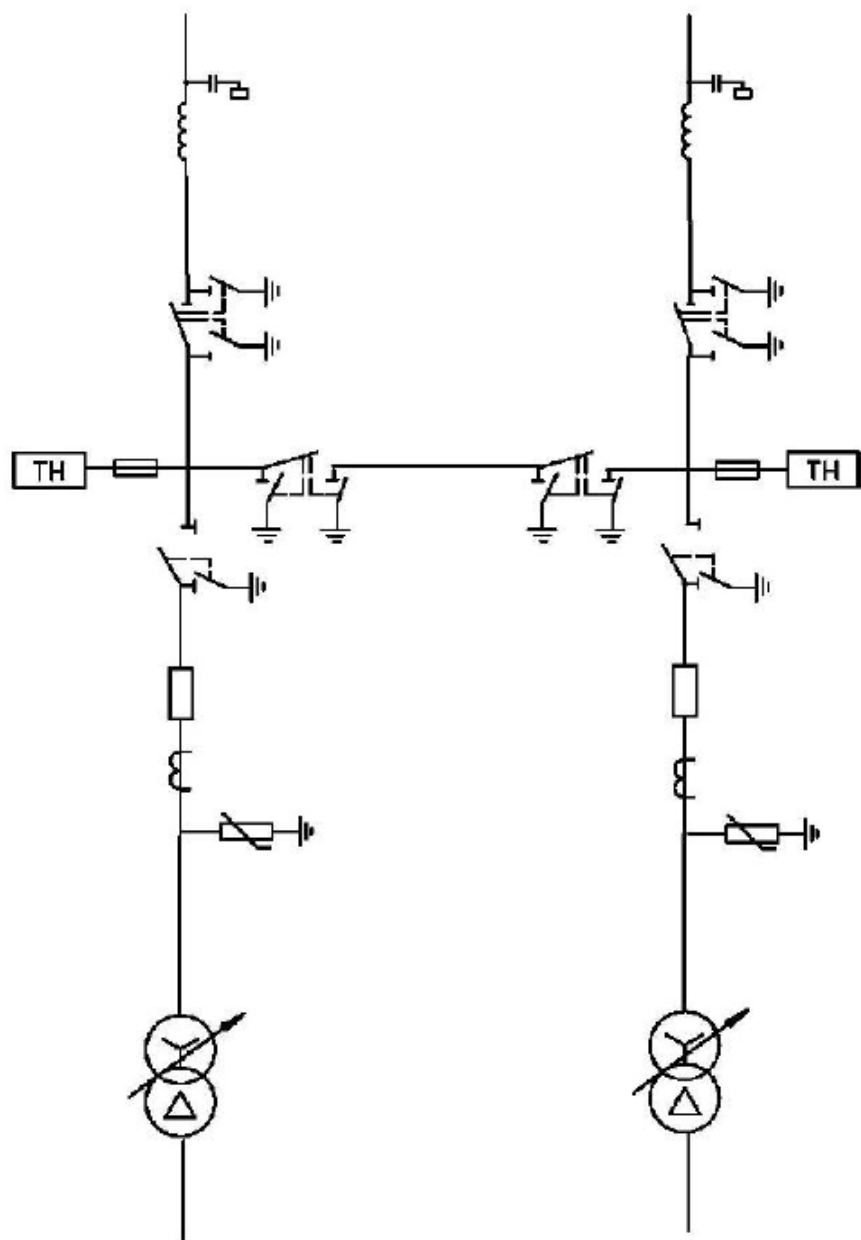


Рисунок 4.1 – Схема 35-4Н на стороне ВН ПС «Беляевская»

5 Расчет значений токов КЗ

Определение значений токов короткого замыкания производится для последующей проверки выбранного оборудования на подстанции и расчета уставок релейной защиты. Значения токов КЗ определяются на сторонах ВН и НН подстанции.

Предварительно составляется расчетная схема, которая представлена на рисунке 5.1.

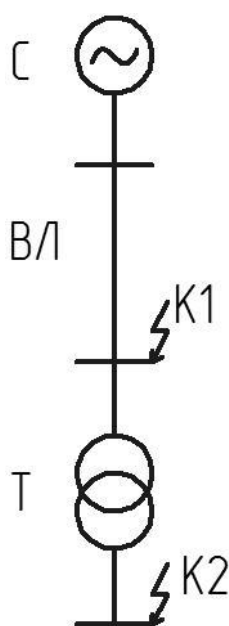


Рисунок 5.1 – Расчетная схема для определения значений токов КЗ на ПС «Беляевская»

По расчетной схеме составляется ее схема замещения, которая представлена на рисунке 5.2.

В расчетах принимается значение мощности короткого замыкания равное 1050 МВА.

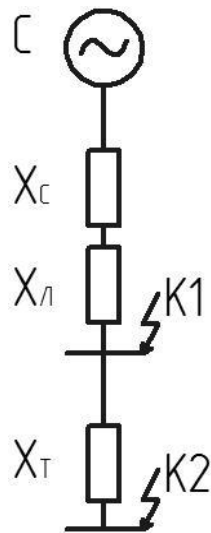


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения значений токов КЗ на ПС «Беляевская»

Находим сопротивление системы:

$$x_{*б,с} = \frac{S_{\sigma}}{S_{к}}, \quad (5.1)$$

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

Находим сопротивление силового трансформатора на подстанции:

$$x_{*б,Т} = \frac{u_{к}(\%)}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном.Т}}, \quad (5.2)$$

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

Находим сопротивление воздушной питающей линии:

$$x_{*б,Л} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2}, \quad (5.3)$$

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

Определение значений токов КЗ в точке К1.

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

$$x_{*\bar{b},рез} = x_{*\bar{b},C} + x_{*\bar{b},Л}, \quad (5.4)$$

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

«Базисный ток» [13]:

$$I_{\bar{b}} = \frac{S_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{b}}}, \quad (5.5)$$

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

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

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E''_{*\bar{b}}}{x_{*\bar{b},рез}} \cdot I_{\bar{b}}, \quad (5.6)$$

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

«Ударный ток к.з.» [13]:

$$i_{y\delta}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{no}^{(3)}, \quad (5.7)$$

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

Определение значений токов КЗ в точке К2.

«Результирующее сопротивление до точки К2» [13]:

$$x_{*\bar{\sigma},рез} = x_{*\bar{\sigma},C} + x_{*\bar{\sigma},Л} + x_{*\bar{\sigma},Т}, \quad (5.8)$$
$$x_{*\bar{\sigma},рез} = 0,1 + 0,75 + 1,88 = 2,73.$$

«Базисный ток» [13]:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}}, \quad (5.9)$$
$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

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

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E''_{*\bar{\sigma}}}{x_{*\bar{\sigma},рез}} \cdot I_{\bar{\sigma}}, \quad (5.10)$$
$$I_{no}^{(3)} = \frac{1}{2,73} \cdot 5,5 = 2,01 \text{ кА}.$$

«Ударный ток к.з.» [13]:

$$i_{y\delta}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\delta} \cdot I_{no}^{(3)}, \quad (5.11)$$
$$i_{y\delta}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 2,01 = 4,56 \text{ кА}.$$

6 Выбор основных электроаппаратов на ПС

При реконструкции подстанции используется блочная комплектная подстанция типа КТПБМ-35/10 выпускаемая ОАО «НПП Контакт» г. Саратов.

Основные технические параметры подстанции приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Основные технические параметры подстанции КТПБМ-35/10

№ п/п	Наименование параметра	Сторона 35 кВ	Сторона 10 кВ
1	Номинальное напряжение	35	6, 10
2	Мощность силового трансформатора, МВА (номинальная)	4; 6,3; 10; 16	
3	Номинальный ток сборных шин, А	630	3150
4	Ток термической стойкости (кратковременный ток), кА	10	40
5	Сквозной ток короткого замыкания (амплитуда), кА	26	100
6	Количество трансформаторов	1; 2	
7	Номинальное напряжение вспомогательных цепей:		
	- переменного тока	220	220
	- постоянного тока	220	110, 220

6.1 Выбор высоковольтных выключателей на ПС

6.1.1 Выбор высоковольтного выключателя 35 кВ

Для установки на стороне 35 кВ ПС выбираем выключатель типа ВБЭС-35. Внешний вид выключателя приведен на рисунке 6.1.



Рисунок 6.1 - Внешний вид выключателя ВБЭС-35

Рассчитываем максимальный ток послеаварийного режима:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4, \quad (6.1)$$

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

Определяем значение теплового импульса:

$$B_{\kappa} = I_{\text{по}}^{(3)2} \cdot t_{\text{откл}} + T_a, \quad (6.2)$$

$$B_{\kappa} = 1,83^2 \cdot 0,05 + 0,05 = 0,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

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

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (6.3)$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 1,83 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,05}} = 0,95 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов и технические характеристики высоковольтного выключателя типа ВБЭС-35 сведены в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Результаты расчетов и технические характеристики высоковольтного выключателя

Результаты расчетов	Технические характеристики
$U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 87,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{no}^{(3)} = 1,83 \text{ кА}$	$I_{ном.откл} = 25 \text{ кА}$
$i_{ar} = 0,95 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 17,7 \text{ кА}$
$I_{no} = 1,83 \text{ кА}$	$I_{прс} = 25 \text{ кА}$
$i_{y0} = 4,67 \text{ кА}$	$i_{прс} = 64 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 0,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 25^2 \cdot 0,05 = 31,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Высоковольтный выключатель ВБЭС-35 прошел проверку.

6.1.2 Выбор высоковольтного выключателя 10 кВ

Для установки на стороне 10 кВ ПС выбираем выключатель типа ВБМ-10. Внешний вид выключателя приведен на рисунке 6.2.

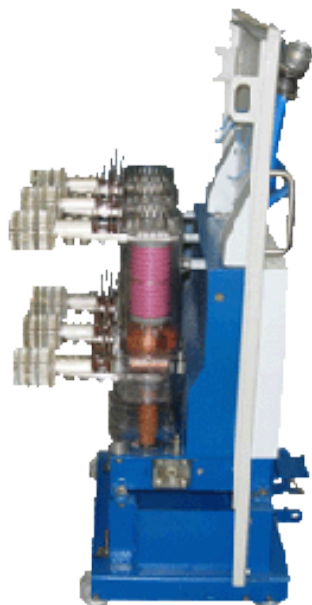


Рисунок 6.2 - Внешний вид выключателя ВБМ-10

Рассчитываем максимальный ток послеаварийного режима:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4, \quad (6.4)$$

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

Определяем значение теплового импульса:

$$B_{\kappa} = I_{\text{но}}^{(3)2} \cdot t_{\text{откл}} + T_a, \quad (6.5)$$

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

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

$$i_{\text{ар}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (6.6)$$

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

Результаты расчетов и технические характеристики высоковольтного выключателя типа ВБМ-10 сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Результаты расчетов и технические характеристики высоковольтного выключателя

Результаты расчетов	Технические характеристики
$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 307,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{но}}^{(3)} = 2,01 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 20 \text{ кА}$
$i_{ar} = 0,22 \text{ кА}$	$i_{a.\text{ном}} = 10,5 \text{ кА}$
$I_{\text{но}} = 2,01 \text{ кА}$	$I_{\text{прс}} = 20 \text{ кА}$
$i_{y\partial} = 4,56 \text{ кА}$	$i_{\text{прс}} = 51 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 0,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 20^2 \cdot 0,05 = 20 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Высоковольтный выключатель ВБМ-10 прошел проверку.

6.2 Выбор разъединителей на стороне ВН ПС

На стороне высокого напряжения ПС принимаем разъединитель типа РГПЗ-1-35/1000.

Результаты расчетов и технические характеристики разъединителя 35 кВ сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Результаты расчетов и технические характеристики разъединителей

Результаты расчетов	Технические характеристики
$U_{\text{ном.сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 87,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{но}}^{(3)} = 1,83 \text{ кА}$	$I_{\text{прс}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 4,67 \text{ кА}$	$i_{\text{прс}} = 50 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 0,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 20^2 \cdot 0,05 = 20 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединитель РГПЗ-1-35/1000 прошел проверку.

6.3 Выбор измерительных трансформаторов тока

На стороне 35 кВ выбираем трансформатор тока типа ТОЛ – 35. Внешний вид трансформатора тока представлен на рисунке 6.3.

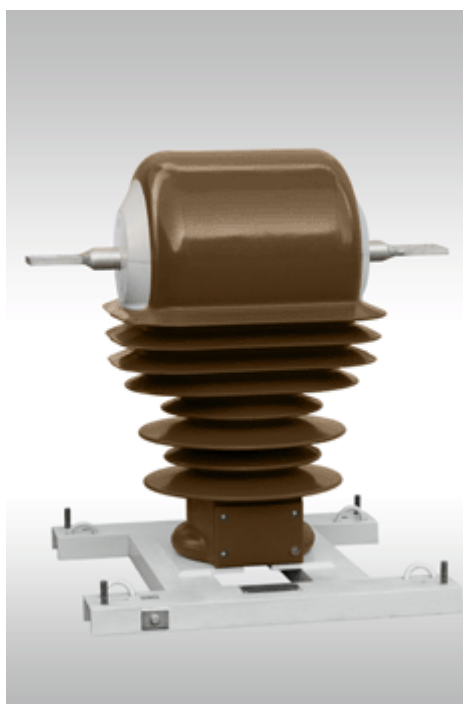


Рисунок 6.3 – Внешний вид трансформатора тока ТОЛ – 35

Максимальное значение тока, протекающего через трансформатор:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (6.7)$$

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

Значение теплового импульса:

$$B_{\kappa} = I_{\text{но}}^{(3)2} \cdot t_T + T_a, \quad (6.8)$$

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

Результаты расчетов и технические характеристики измерительных трансформаторов тока заносим в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Результаты расчетов и технические характеристики измерительных трансформаторов тока ТОЛ – 35

Результаты расчетов	Технические характеристики
$U_{\text{ном.сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 62,4 \text{ A}$	$I_{\text{ном}} = 75 \text{ A}$
$i_{\text{уд}} = 4,67 \text{ кА}$	$I_{\text{о}} = 15 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 10,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 15^2 \cdot 3 = 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вторичной нагрузкой трансформаторов тока на стороне 35 кВ является счетчик активной и реактивной электроэнергии с потребляемой мощностью 0,1 ВА.

Значение номинальной вторичной нагрузки по каталогу производителя составляет 1,2 Ом. Значение сопротивления контактов принимается равным 0,1 Ом.

«Сопротивление приборов» [16]:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (6.9)$$

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

«Сопротивление проводов» [16]:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}, \quad (6.10)$$

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

«Сечение соединительных проводов» [16]:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l}{R_{\text{пр}}}, \quad (6.11)$$

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

По условию механической прочности принимаем минимально допустимое стандартное сечение медного провода $2,5 \text{ мм}^2$.

6.3.2 Выбор и проверка трансформатора тока на стороне 10 кВ.

На стороне 10 кВ выбираем трансформатор тока типа ТОЛ–10.

Максимальное значение тока, протекающего через трансформатор:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (6.12)$$

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

Значение теплового импульса:

$$B_{\kappa} = I_{\text{но}}^{(3)2} \cdot t_T + T_a, \quad (6.13)$$

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

Результаты расчетов и технические характеристики измерительных трансформаторов тока заносим в таблицу 6.6

Таблица 6.6 – Результаты расчетов и технические характеристики измерительных трансформаторов тока ТОЛ – 10

Результаты расчетов	Технические характеристики
$U_{\text{ном.сети}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 220 \text{ A}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ A}$
$i_{\text{yд}} = 4,57 \text{ кА}$	$I_{\text{д}} = 102 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 12,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вторичной нагрузкой трансформаторов тока на стороне 10 кВ являются счетчик активной и реактивной электроэнергии, амперметр и ваттметр с максимальной потребляемой мощностью 1,4 ВА на фазу.

Значение номинальной вторичной нагрузки по каталогу производителя составляет 1,2 Ом. Значение сопротивления контактов принимается равным 0,1 Ом.

«Сопротивление приборов» [16]:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (6.14)$$

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

«Сопrotивление проводов» [16]:

$$R_{\text{np}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}, \quad (6.15)$$

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

«Сечение соединительных проводов» [16]:

$$s = \frac{\rho \cdot I_p}{R_{\text{np}}} = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot I}{R_{\text{np}}}, \quad (6.16)$$

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

По условию механической прочности принимаем минимально допустимое стандартное сечение медного провода 2,5 мм².

6.4 Выбор трансформаторов напряжения на ПС

На стороне 35 кВ подстанции выбираем к установке трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ – СЭЩ 35. Вторичной нагрузкой являются два счетчика активной и реактивной энергии Меркурий 236 с суммарной нагрузкой 10 ВА, что не превышает максимальную вторичную нагрузку в выбранном классе точности равную 100 ВА.

На стороне 10 кВ в ЗРУ подстанции выбираем к установке трансформаторы напряжения типа НАЛИ-СЭЩ – 10. Вторичной нагрузкой являются вольтметр, шесть ваттметров и шесть счетчиков активной и реактивной энергии Меркурий 236 с суммарной нагрузкой 64 ВА, что не превышает максимальную вторичную нагрузку в выбранном классе точности равную 100 ВА.

6.5 Выбор жестких шин на ПС

Значения номинального и максимального токов на ПС определяются следующим образом:

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (6.17)$$

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

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4, \quad (6.18)$$

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

Сечение шин, выполненных из алюминия определяется по экономической плотности тока:

$$S = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (6.19)$$

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

В ОРУ подстанции применяются шины с номинальным током более 630 А. Принимаем шины размером 50x5 мм с длительно допустимым током 665 А. Выбранные шины подвергаются проверке.

Проверяем шины по нагреву токами длительного режима:

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

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

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_T}, \quad (6.20)$$

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

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

Выбранные шины на стороне 35 кВ подстанции прошли проверку.

В ЗРУ 10 кВ применяются сборные алюминиевые шины с номинальным значением тока равным 1000 А.

6.6 Выбор гибких шин

Гибкая ошиновка на стороне 35 кВ выполняется голыми сталеалюминевыми проводами типа АС.

Значения номинального и максимального токов на ПС на стороне 35 кВ:

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

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

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

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (6.21)$$

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

Выбираем голый провод типа АС-70/11 с длительно допустимым током 265 А.

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

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

«Проверяем на термическую стойкость» [16]:

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_T}, \quad (6.22)$$

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

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

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

Начальная критическая напряженность электрического поля» [16]:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (6.23)$$

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

«Напряженность электрического поля около провода» [16]:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср.э}}}{r_0}}, \quad (6.24)$$

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

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

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (6.25)$$

$$4 \leq 31,3.$$

Так как условие выполняется, то коронирование отсутствует и гибкие шины выбраны верно.

Выбор гибких шин на стороне 10 кВ подстанции.

Значения номинального и максимального токов на ПС на стороне 10 кВ:

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

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

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

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (6.26)$$

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

Выбираем голый провод типа АС-240/32 с длительно допустимым током 605 А.

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

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

«Проверяем на термическую стойкость» [16]:

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_T}, \quad (6.27)$$

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{0,29 \cdot 10^3}}{90} = 6 \text{ мм}^2.$$

Гибкие шины выбраны верно.

7 Определение уставок микропроцессорной релейной защиты

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].

Релейная защита силовых трансформаторов на подстанции «Беляевская» осуществляется при помощи микропроцессорных блоков «Сириус-Т». Выбор уставок релейной защиты производим по рекомендованной заводом-изготовителем методике [19].

7.1 Расчет основных параметров ДЗТ

«Номинальные токи сторон силового трансформатора» [19]:

$$I_{н.пер.} = \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (7.1)$$

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

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

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

$$I_{н.втор} = \frac{I_{н.пер} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ}}, \quad (7.2)$$

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

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

Принятые значения уставок: $I_{баз.ВН} = 4,2 \text{ А}$, $I_{баз.НН} = 3,7 \text{ А}$.

7.2 Выбор уставок ДЗТ-2

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

$$I_{нб.расч*} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}; \quad (7.3)$$

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

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

$$I_{d1} / I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч*}; \quad (7.4)$$

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

Базовую уставку срабатывания принимаем 0,5.

«Коэффициент снижения тормозного тока» [19]:

$$K_{CH.T} = 1 - 0.5I_{нб.расч*}, \quad (7.5)$$

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

«Расчетный коэффициент торможения в процентах» [19]:

$$K_{торм} = 100 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч*} / K_{CH.T}, \quad (7.6)$$

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

Принимаем уставку коэффициента торможения равной $K_{торм}\% = 50$.

Принимаем уставку второй точки излома равной $I_{m2}/I_{ном} = 1,5$.

Принимаем уставку блокировки по 2-й гармонике равной $I_{\delta 22}/I_{\delta 21} = 0,1$.

8 Собственные нужды ПС «Беляевская»

Питание СН ПС 35 кВ должно выполняться от 2-х независимых источников. На стороне НН трансформаторы собственных нужд должны работать отдельно с АВР. На ПС с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ 10 кВ.

К потребителям собственных нужд подстанции относятся: подогрев высоковольтных выключателей, приводов, шкафов релейной защиты, освещение подстанции, электроотопление, система вентиляция и другие.

Заводом изготовителем КТПБ-35/10 предусматривается установка на ПС двух трансформаторов собственных нужд мощностью по 40 кВА.

9 Расчет заземления на ПС

«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].

Расчеты выполняются по методике, изложенной в [20].

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

$$R_3 = \frac{\rho_{zp}}{100} \cdot R_3, \quad (9.1)$$

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

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

$$R_6 = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.в}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t' + l}{4t' - l} \right), \quad (9.2)$$

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

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]:

$$n_6 = \frac{R_6}{\eta_6 \cdot R_3}, \quad (9.3)$$

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

Принимаем к установке целое число вертикальных заземлителей равное 23 шт.

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

$$l_2 = a \cdot n_6, \quad (9.4)$$

$$l_2 = 4,5 \cdot 23 = 103,5 \text{ м.}$$

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

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.г}}{l_2} \cdot \lg \frac{2l^2}{b \cdot t_0}, \quad (9.5)$$

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot 200}{103,5} \cdot \lg \frac{2 \cdot 103,5^2}{0,05 \cdot 0,8} = 3,84 \text{ Ом,}$$

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

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

$$R'_2 = \frac{R_2}{\eta_2}, \quad (9.6)$$

$$R'_2 = \frac{3,84}{0,3} = 12,8 \text{ Ом.}$$

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

$$R'_g = \frac{R'_2 \cdot R_3}{R'_2 - R_3}, \quad (9.7)$$

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

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

$$n'_e = \frac{R_e}{\eta_e \cdot R'_e}, \quad (9.8)$$

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

Окончательно принимаем к установке на подстанции «Беляевская» 19 вертикальных заземлителей.

10 Расчет параметров молниезащиты ПС

Для защиты подстанции от поражения электрической молнией предусматриваем установку стержневого молниеотвода.

Принимаем высоту молниеотвода равной $h = 20$ м.

Максимальная высота объектов на ПС подлежащих защите $h_x = 4$ м.

«Высота вершины конуса стержневого молниеотвода» [8]:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (10.1)$$

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

«Радиус защиты на уровне земли» [8]:

$$r_0 = 1,2 \cdot h, \quad (10.2)$$

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

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

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (10.3)$$

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

Для защиты подстанции принимаем два стержневых молниеотвода высотой 20 м каждый.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были разработаны мероприятия по реконструкции электрической части подстанции 35/10 кВ «Беляевская», направленные на повышение надежности электроснабжения потребителей, получающих электроэнергию от подстанции. Определены максимальные значения нагрузок подстанции. Произведено технико-экономическое сравнение установки на ПС трансформаторов ТМН-4000/35/10 и ТМН-6300/35/10. По наименьшей величине приведенных затрат выбираем вариант с установкой на ПС «Беляевская» двух трансформаторов ТМН-4000/35/10. В соответствии со стандартом ОАО «ФСК ЕЭС» для тупиковой двухтрансформаторной подстанции выбрана схема 4Н-два блока с высоковольтными выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны питающих линий. Определены значения токов КЗ на сторонах 35 кВ и 10 кВ ПС. Найденные значения токов КЗ использовались для выбора и проверки оборудования подстанции. Выполнен расчет уставок микропроцессорной релейной защиты трансформаторов подстанции. Выполнен расчет заземления и молниезащиты на ПС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов: учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2015. 384 с.
2. Правила устройства электроустановок ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2018. 462 с.
3. Short T. Electric power distribution handbook. Florida: CRC Press LLC, 2014. 898 p.
4. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С., Дубов А.Л. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учебное пособие. М.: Форум, 2019. 496 с.
5. Ковалев И.Н. Электроэнергетические системы и сети : учебник. М. : Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015. 363 с.
6. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов [Электронный ресурс]: учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2019. 416 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003805> (дата обращения 29.04.2019).
7. Orfanos N., Mitzelos D., Sagani A., Dedoussis V. Life-cycle environmental performance assessment of electricity generation and transmission systems // Renewable Energy. 2019. № 139, pp. 1447-1462.
8. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козинова М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
9. Валеев И.М., Мусаев Т.А. Методика расчета режима работы системы электроснабжения городского района : монография. Казань : КНИТУ, 2016. 132 с.

10. Cheng D., Zhang W., Wang K. Hierarchical reserve allocation with air conditioning loads considering lock time using Benders decomposition // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. №2. pp. 293-308.
11. Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей. Централизованное и автономное электроснабжение объектов, цехов, промыслов, предприятий и промышленных комплексов [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Вологда : "Инфра-Инженерия", 2016. 928 с. URL: <https://e.lanbook.com/book/95768> (дата обращения: 10.05.2019).
12. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации. Дата введения: 13.09.2011. ОАО «ФСК ЕЭС». 2011.
13. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.
14. IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Std 551. NY: IEEE, 2013. 300 p.
15. Гальперин М.В. Электротехника и электроника : учебник, 2-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 480 с.
16. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. 3-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 136 с.
17. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование : учебное пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.
18. Ершов Ю.А. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. Красноярск : СФУ, 2014. 68 с.
19. Методика выбора уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» [Электронный ресурс] : официальный интернет сайт. URL: <http://www.rza.ru/> (дата обращения: 02.05.2019 г.).

20. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. Дата введения: 03.02.2012. ОАО «ФСК ЕЭС». 2012.
21. Khan S., Khan S., Ahmed G. Industrial power systems. Boca Raton: CRC Press, 2016. 488 p.