

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части понизительной подстанции
110/6 кВ «Южная» Челябинской области»

Студент	<u>А.А. Макунин</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
Руководитель	<u>С.В. Шаповалов</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
Консультанты	_____ (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
	_____ (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)

« _____ » _____ 2017 г.

Тольятти 2017

Аннотация

В работе представлен проект в рамках реконструкции городской трансформаторной подстанции 110/6 кВ Челябинской области, г.Челябинск. Реконструкция объекта вызвана появлением новых промышленных и городских объектов в городской черте г. Челябинска, а также с моральным и физическим износом оборудования.

Выпускная квалификационная работа бакалавров включает в себя следующие вопросы по замене оборудования:

1. Замена коммутационного оборудования – 110 кВ;
2. Замена коммутационного оборудования – 6 кВ;
3. Замена силовых трансформаторов на более мощные;
4. Установка современной микропроцессорной защиты.

Работа включает в себя:

- записку на 59 листах;
- 21 таблицу;
- 12 рисунков;
- чертежи в формате А1 в количестве 6 шт.

Содержание

Введение.....	5
1 Общая характеристика объекта	7
1.1 Характеристика территории ПС «АМЗ»	7
1.2 Описание действующей подстанции «АМЗ».....	9
1.3 Объемы реконструкции.....	11
2 Определение мощности и типа трансформаторов.....	12
2.1 Расчет нагрузок электрических трансформаторной подстанции	12
2.2 Расчет необходимой мощности трансформаторов ТП	14
3 Выбор принципиальной схемы подстанции «АМЗ»	20
4 Расчёт токов КЗ	21
4.1 Ход выполнения расчетов.....	21
4.2 Значение токов КЗ на сборных шинах 110 кВ.....	23
4.3 Значение токов КЗ на сборных шинах 6 кВ.....	24
5 Выбор основного оборудования ПС «АМЗ».....	26
5.1 Выбор силовых выключателей.....	26
5.2 Выбор разъединителей.....	31
5.3 Выбор измерительных ТТ.....	33
5.4 Выбор измерительных ТН	37
5.5 Выбор оборудования от перенапряжений.....	39
5.6 Выбор производителя ячеек КРУ.....	41
6 Выбор средств компенсации емкостных токов на землю.....	44
6.1 Выбор дугогасящего реактора.....	44
6.2 Выбор фильтра присоединения для дугогасящего реактора	45
6.3 Выбор высоковольтного резистора.....	46
7 Выбор средств РЗА	47
7.1 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора	48
7.2 Определение начального тока срабатывания ДЗТ	50
7.3 Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора	54

Заключение	55
Список использованных источников	56

Введение

В последние годы электроэнергетическая отрасль России испытывает дефицит денежных поступлений на свое развитие. Этот факт приводит к тому, что основные фонды электроэнергетики – электростанции и подстанции, морально и физически устаревают. В настоящее время многие объекты энергетики не соответствуют современным и высоким требованиям надёжности и безопасности.

Выпускная квалификационная работа бакалавров посвящена модернизации понизительной подстанции (ПС) «АМЗ» 110/6 кВ филиала АО «МРСК Урала» – «Челябэнерго», которая находится с северо-западной стороны завода АМЗ. Подстанция «АМЗ» является элементом распределительной сети, находящейся в зоне ответственности и обслуживания производственного отделения «Челябинские городские электрические сети» филиала АО «МРСК Урала» - «Челябэнерго».

Выбранная тема работы является актуальной, т.к. в ближайшем будущем запланировано строительство новых промышленных и коммунально-бытовых потребителей в данной части г. Челябинска. Также работы по реконструкции, вызваны устаревшим и несовременным парком оборудования на подстанции, при обслуживании которого увеличиваются риски появления аварийных ситуаций в энергосистеме г. Челябинска, а, следовательно, и нарушения снабжения электрической энергией и мощностью ее потребителей, среди которых есть и потребители I категории.

Электрическая схема трансформаторной подстанции – определяет технические свойства и особенности подстанции.

Современные трансформаторные подстанции, должны отвечать следующим требованиям:

- обеспечивать надежность электроснабжения городских и промышленных потребителей;
- обеспечивать безопасность для эксплуатационного и дежурного

персоналов;

- схемы подстанции должны обеспечивать мобильность и гибкость.

Целью проектирования является повышение надежности функционирования системы электроснабжения юго-западной части города Челябинска, путем замены электрооборудования установленного на подстанции «АМЗ» 110/6 кВ.

Согласно поставленной цели, в выпускной квалификационной работе решаются следующие задачи:

- Замена силовых трансформаторов;
- Выбор высоковольтного оборудования на стороне 110 кВ;
- Замена комплектно-распределительное устройство 6 кВ;
- Расчёт токов КЗ для максимального и минимального режимов работы.

При выполнении выпускной квалификационной работы бакалавра использовались общепринятые нормативные документы, а также техническая политика ПАО «Россети».

1 Общая характеристика объекта

1.1 Характеристика территории ПС «АМЗ»

ПС «АМЗ» территориально расположена в г. Челябинск, Советский район, с северо-западной стороны завода АМЗ (рисунок 1).



Рисунок 1 – Месторасположение подстанции на карте

Климат Челябинской области резко континентальный. Температура окружающей среды напрямую зависит от поступающих на территорию города объемов воздуха (массы воздушные), так и от солнечной энергии. На территории области солнце светит свыше 2066 часов.

Ветровые нагрузки на территории города напрямую зависят от расположения основных центров действия атмосферы. В промежуток времени с января по май, всегда преобладают ветровые нагрузки (ветер) южных направлений со скоростью 2-3,8 м/с. В зимний период, в период метель, максимальная скорость достигает 16-28 м/с. Высота снежного покрова достигает 60-90 см.

Самый холодный месяц в области является январь. Средняя температура окружающего воздуха составляет минус 12-15°C, в суровую зиму минимальный показатель температуры воздуха может варьироваться на отметке минус 45°C. Теплым месяцем в городе является – июль. В этот месяц значение температуры варьируется в диапазоне плюс 16° С. Абсолютный максимум температуры воздуха за лето на территории города достигал плюс 39°C. В течение года в среднем выпадает 650 мм различных видов осадков. В сухие годы данный показатель варьируется в диапазоне от 300 до 400 мм. В таблице 1 представлена средняя месячная и годовая температура воздуха °С.

Среднее число дней в году с температурой воздуха: ниже -6,5 °С составляет 140 дней (с 08.11 по 27.03), выше +5 °С – 165 дней (с 22.04 по 03.10), с температурой от -6,5 °С до +8 °С – 64 дня.

Годовой ход осадков характеризуется резко выраженным максимумом осадков в летний период (до 70%) и снежной зимой. Максимум осадков выпадает на июнь-август, январь-март. По виду осадков основное количество выпадает в виде дождя (до 75%).

В соответствии со сводом правил: СП 131.13330.2012 территория подстанции по климатическим характеристикам находится в:

- I В климатическом районе; зона влажности – нормальная;
- III - по весу снегового покрова (с расчетным значением веса снегового покрова 1.8 кПа);
- II – по давлению ветра (с нормативным значением ветрового давления 0,30 кПа);
- II – по толщине стенки гололеда (с толщиной стенки гололеда 5 мм);
- нормативная глубина промерзания песка крупного – 2,26 м.

В таблице 2 представлены данные по температуре, полученные расчетным путем по СНиП 23-01-99.

Таблица 1 - Средняя месячная и годовая температура воздуха

Метеостанция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Челябинск	-15,8	-14,3	-7,4	-3,9	11,9	16,8	18,4	16,2	10,7	2,4 -	6,2 -	2,0	2,0

Таблица 2 - Расчетная температура по СНиП 23-01-99

Расчетная температура								Средняя температура наиболее холодного периода	Продолжительность периода
Наиболее холодных суток		Наиболее холодной пятидневки		Период со среднесуточной температурой воздуха					
				$\leq 8^{\circ}\text{C}$		$\leq 10^{\circ}\text{C}$			
0,98	0,92	0,98	0,92	Дни	Температура	Дни	Температура		
-38	-37	-35	-34	217	-6,5	233	-5,5	-21	161

1.2 Описание действующей подстанции «АМЗ»

На сегодняшний день подстанция «АМЗ» имеет два класса напряжения: 110 кВ – высокая сторона; 6 кВ – низкая сторона. ПС 110/6 кВ «АМЗ» является подстанцией без постоянного дежурного персонала. ПС находится в ремонтно-эксплуатационном обслуживании производственного отделения «Челябинские городские электрические сети» филиала «МРСК Урала» - «Челябэнерго» с 1972 г.

Понизительная подстанция распределяет электрическую энергию для потребителей I и II категории надежности, по кабельным линиям 6 кВ.

Понизительная подстанция «АМЗ» в своем составе имеет:

- открытое распределительное устройство (ОРУ) 110 кВ выполненное по схеме «блок линия – трансформатор» (рисунок 2);
- закрытое распределительное устройство (ЗРУ) 6 кВ, для электроснабжения потребителей микрорайона г. Челябинска выполненное по схеме №6-1 «Одна, секционированная выключателями, система шин».

В рамках программы развития г. Челябинска, «МРСК Урала» приняло решение о переносе точки подключения данной подстанции к энергосистеме. Присоединение понизительной подстанции «АМЗ» к энергосистеме г. Челябинска будет осуществлено через двухцепную КЛ (ВЛ) 110 кВ (отпайка от отпайки на ПС ЧАМЗ-110/35/10 кВ; ВЛ 110 кВ «Исаково-Сосновская» 1, 2 ц). Схема присоединения ПС «АМЗ» к энергосистеме представлена на рисунке 3.

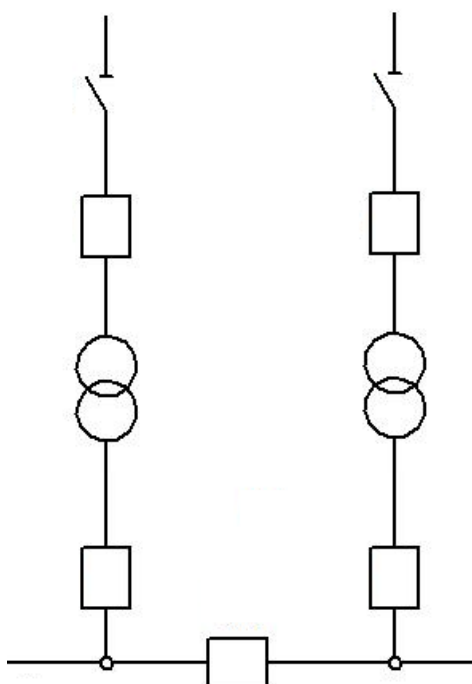


Рисунок 2 – Электрическая схема распределительного устройства 110 кВ

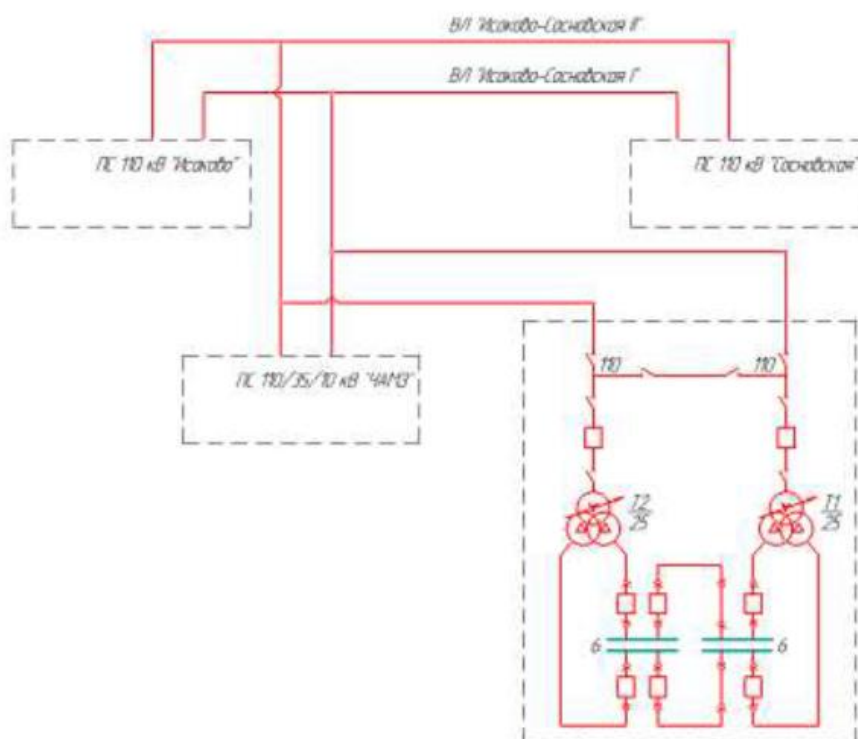


Рисунок 2 – Схема подключения ПС «АМЗ»

На действующей ПС установлены два силовых трансформатора: Т1 и Т2 типа ТДН-10000/110/6 У1 мощностью 10 МВА, напряжением 110/6 кВ.

1.3 Объемы реконструкции понизительной подстанции

Согласно объемам реконструкции, планируется произвести следующие:

- Новое строительство ОРУ 110 кВ: выбор современного электротехнического оборудования 110 кВ; замена силовых трансформаторов.
- Реконструкция РУ 6 кВ: замена комплектно распределительного устройства.

2 Определение мощности и типа трансформаторов

2.1 Расчет нагрузок электрических трансформаторной подстанции

На каждом уровне (ступень) реконструируемой понизительной подстанции «АМЗ» определены активные нагрузки потребителей электроэнергии в виде максимально возможных значений полезной мощности P_{\max} -активная, которые в свою очередь соответствуют 100 % значениям, максимальным уровням суточных графиков и годовых графиков электрических нагрузок по временному интервалу. Величины мощностей для других уровней нагрузки по электрическим графикам находятся в виде $P_{in}(t)$.

Максимально возможная мощность понизительной подстанции «АМЗ»:

$$S_{\max}^{ПС} = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (1)$$

$$S_{\max}^{ПС} = \sqrt{28400^2 + 5200^2} = 28870 = 28,87 \text{ (МВА)},$$

где P - используемая активная мощность, кВт, Q - используемая реактивная мощность, квар.

По уже известному годовому графику по продолжительности для потребителя $P_{in}(t)$ определяется уровень используемой ЭЭ по формуле:

$$W_{ПС} = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in}; \quad (2)$$

$$W_{ПС} = 28,4 \cdot (1 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,5 + 0,6 \cdot 2,5 + 0,3 \cdot 1,76) \cdot 10^3 = 171195 \text{ (МВт} \cdot \text{ч)},$$

где $P_{in}(t)$ - процентное значение от максимума данной ступени графика, t_{in} - продолжительность данной ступени, ч.

Длительность максимально возможной нагрузки за год ГПП «АМЗ», составляет:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P}; \quad (3)$$

$$T_M = \frac{171195}{28,4} = 6028 \text{ (ч)}.$$

Показатель наполнения графика нагрузки ПС «АМЗ», составляет:

$$K_{зАП} = \frac{T_M}{8760}, \quad (4)$$

$$K_{зАП} = \frac{6028}{8760} = 0,69.$$

График электрической нагрузки подстанции «АМЗ» по времени отображен на рисунке 4.

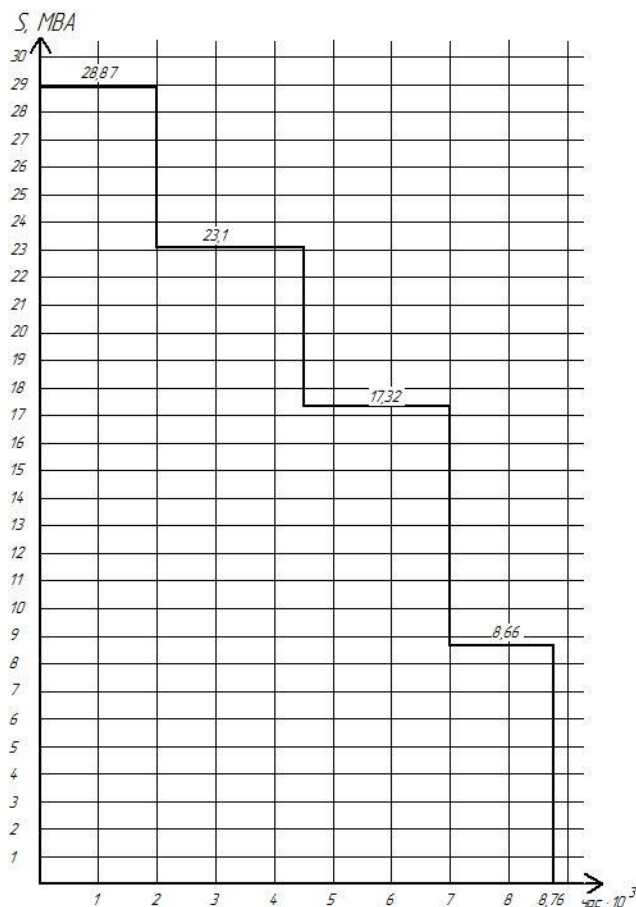


Рисунок 4 – График электрической нагрузки подстанции «АМЗ» за год

2.2 Расчет необходимой мощности трансформаторов ТП

В настоящее время на территории подстанции «АМЗ» установлены два трансформатора типа ТДН-10000/110/6. Так как подстанция «АМЗ» питает потребителей 1 категории, то в ходе реконструкции ПС «АМЗ» будут использованы также два трансформатора.

В целях уменьшения значений токов КЗ на низшей стороне, и для более удобного технологического присоединения большого числа потребителей, в ходе модернизации будут установлены силовые трансформаторы с расщепленными вторичными обмотками. Наличие у силовых трансформаторов устройства РПН является обязательным условием, согласно технической политике ПАО «Россети».

Установленная мощность силовых трансформаторов определяется на основании годовых графиков электрической нагрузки понизительной подстанции «АМЗ» (рисунок 4).

Суммарная максимальная нагрузка подстанции:

$$S_{max} = 28,87 \text{ МВА.}$$

Следовательно, мощность одного трансформатора, МВА:

$$S_{ном.Т} = 0,7 S_{max} ; \quad (5)$$

$$S_{ном.Т} = 0,7 \cdot 28,87 = 20,21 \text{ МВА.}$$

В связи с планируемым ростом промышленных и коммунально-бытовых потребителей электрической энергии, выбираем силовые трансформаторы типа ТРДН-25000/110/6/6, производства АО «Группа «СВЭЛ» г. Екатеринбург.

Коэффициенты загрузки обмоток силовых трансформаторов ПС «АМЗ» высшего и низшего напряжений:

$$k_{3.6} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}}; \quad (6)$$

$$k_{3.6} = \frac{28870}{25000} = 1,2;$$

$$k_{3.н1} = k_{3.н2} = \frac{S_{н1,2}}{S_{ном.Т}}; \quad (7)$$

$$k_{3.н1} = k_{3.н2} = \frac{14435}{25000} = 0,58,$$

где $S_B, S_{н1,2}$ – расчетные нагрузки обмоток трансформатора высшего, и низшего напряжений.

Потери холостого хода в силовом трансформаторе – активная составляющая:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x; \quad (8)$$

$$P'_x = 44 + 0,05 \cdot 188 = 53 \text{ кВт},$$

где потери в режиме короткого замыкания – реактивная составляющая:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}; \quad (9)$$

$$Q_x = \frac{0,75}{100} \cdot 25000 = 188 \text{ квар.}$$

Потери мощности в режиме короткого замыкания.:

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = P_{к.н1,2} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.н1,2}; \quad (10)$$

$$P'_{к.н1} = 290 + 0,05 \cdot 4594 = 519,7 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.6} = P_{к.6} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.6}; \quad (11)$$

$$P'_{к.6} = 0 + 0,05 \cdot 328,1 = 16,4 \text{ кВт},$$

где потери мощности в обмотках силового трансформатора ПС «АМЗ» ВН, НН1 и НН2:

$$\begin{aligned}
 P'_{к.в} &= 0; \\
 P_{к.Н1} &= P_{к.Н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}; \\
 P_{к.Н1} &= P_{к.Н2} = 2 \cdot 145 = 290 \text{ кВт}.
 \end{aligned}
 \tag{12}$$

Потери мощности (реактивной) в обмотках ВН, НН1 и НН2 в режиме короткого замыкания:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т};
 \tag{13}$$

$$Q_{к.в} = \frac{1,3125}{100} \cdot 25000 = 328,1 \text{ квар};$$

$$Q_{к.Н1} = Q_{к.Н2} = \frac{U_{к.Н1,2}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т};
 \tag{14}$$

$$Q_{к.Н1} = Q_{к.Н2} = \frac{18,375}{100} \cdot 25000 = 4594 \text{ квар},$$

где $U_{к.в}$, $U_{к.Н1}$, $U_{к.Н2}$ – значения напряжения в режиме к.з.,(%), обмоток трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой, которые при заданных в справочнике значениях напряжений к.з. между обмотками $u_{к.ВН-НН}$ определяются из приближенных выражений:

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН};
 \tag{15}$$

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125 \text{ \%};$$

$$U_{к.Н1} = U_{к.Н2} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН};
 \tag{16}$$

$$U_{к.Н1} = U_{к.Н2} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \text{ \%}.$$

Экономически целесообразная загрузка:

$$S_{\text{э.нс}} = S_{\text{ном.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}}, \quad (17)$$

$$S_{\text{э.нс}} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot 1 \cdot \frac{53}{536}} = 11117,5 \text{ кВА} .$$

Отмечаю, что если показатель S_{Bi} будет меньше полученного значения: 11117,5 кВА, то параллельная работа трансформаторов неоправдана, вследствие этого в расчетах на данной ступени используют один трансформатор.

Определяем потери электроэнергии в трансформаторах. Результаты расчета сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчетные значения потерь электроэнергии

i	S_{Bi} , МВА	S_{H1i} , МВА	S_{H2i} , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k^2_{з.вi}$	$k^2_{з.н1i}$	$k^2_{з.н2i}$	$\Delta W_{к.вi}$, МВт·ч	$\Delta W_{к.н1i}$, МВт·ч	$\Delta W_{к.н2i}$, МВт·ч
1	28870	14435	14435	2	2000	212000	1,15	0,58	0,58	21,9	173,3	173,3
2	23100	11550	11550	2	2500	265000	0,92	0,46	0,46	17,5	138,7	138,7
3	17320	8660	8660	2	2500	265000	0,69	0,35	0,35	9,8	78	78
4	8660	4330	4330	1	1760	93280	0,35	0,17	0,17	3,4	27,44	27,44
						$\sum \Delta W_{xi} = 835\ 280$				$\sum \Delta W_K = 887\ 297$		

Потери электроэнергии трансформатора:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{kB} + \sum \Delta W_{xi} \quad (18)$$

$$\Delta W_{nc} = 835280 + 887297 = 1722577. (\text{кВт} \cdot \text{ч}).$$

На следующем этапе работы определяем в денежном выражении затраты на потери электрической энергии в трансформаторах за год:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{э}}; \quad (19)$$

$$I_{\text{э}} = 1722577 \cdot 0,94 = 1627475,2,$$

где ΔW_{nc} – потери электрической энергии в СТ $1\,722\,577\text{ кВт}\cdot\text{ч}$; C_s – цена за $1\text{ кВт}\cdot\text{ч}$ электроэнергии, руб/кВт·ч, определяется из выражения:

$$C_s = \frac{\alpha}{T_{\max}} + \beta, \quad (20)$$

$$C_s = \frac{270}{6028} + 0,9 = 0,94\text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где α – ставка за 1 кВт установленной договором мощности, принимаем равной 270 кВт ; β – дополнительная ставка тарифа за каждый потребленный $\text{кВт}\cdot\text{ч}$ активной энергии, учтенной расчетным счетчиком, принимаем равной $0,9\text{ кВт}\cdot\text{ч}$.

Выбор трансформаторов по экономическим соображениям рассчитывается методом приведенных затрат:

$$Z_{np} = E_H \cdot K + I_o + I_s; \quad (21)$$

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 18000000 + 1692000 + 1627475,2 = 6019475,2\text{ руб},$$

где K – стоимость трансформатора, руб.; E_H – стандартное значение дисконтирования; I_s – стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах; I_o – годовые отчисления, которые можно определить из выражения:

$$I_o = p_{сум} \cdot K; \quad (22)$$

$$I_o = p_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 18000000 = 1692000\text{ руб},$$

где $p_{сум} = p_a + p_{op}$ – установленный коэффициент на амортизацию и ремонт.

Годовой график нагрузок понизительной подстанции «АМЗ» был построен с учетом перспективного развития г. Челябинска. На основании этого графика и представленных выше расчетов, к установке на ПС «АМЗ» принимаются два трансформатора марки ТРДН-25000/110/6/6. Силовые трансформаторы будут работать параллельно.

При проведении реконструкции городской подстанции «АМЗ» главная электрическая схема изменится, т.к. действующая схема не соответствует современным требованиям надежности, выдвигаемые ПАО «Россети».

3 Выбор принципиальной схемы подстанции «АМЗ»

Электрическая схема РУ подстанции «АМЗ», разработаны с учетом существующей схемы прилегающей сети, ее перспективного развития, количества присоединяемых электроустановок (трансформаторы и др.), а также рекомендаций по применению типовых схем СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения».

Проектом предусматривается перевод ПС «АМЗ» на класс напряжения 110 кВ. Выполнение РУ-110 кВ по схеме №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (рисунок 5), без ремонтной перемычки.

РУ-6 кВ, в соответствии с техническим заданием, выполнено по схеме №10(6)-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин».

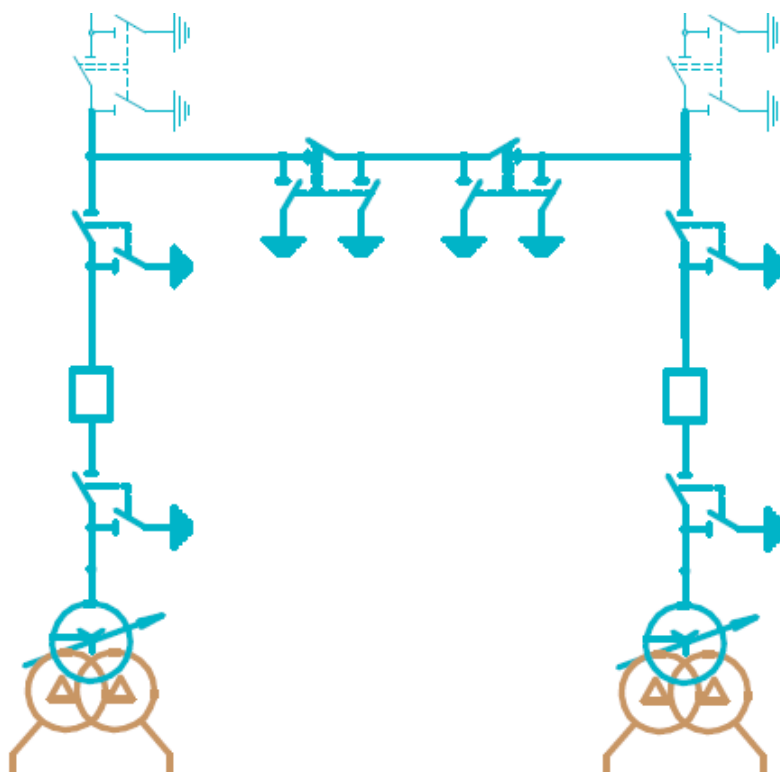


Рисунок 5 – Электрическая схема РУ-110 кВ ПС «АМЗ»

4 Расчёт токов КЗ

Данный раздел (определение токов короткого замыкания) необходим с точки зрения дальнейшего выбора и проверки коммутационного оборудования, проводящих частей подстанции «АМЗ» на термические и динамические стойкости, а также для выбора и расчета уставок средств РЗА. Из опыта эксплуатации короткое замыкание в месте повреждения приводит:

- сверхдопустимому нагреву проводников – термические воздействия токов КЗ;
- разрушающие воздействия – динамические свойства при токах КЗ.

Расчётной величиной короткого замыкания для выбора высоковольтного оборудования является трёхфазное КЗ, т. к. значения токов в данной ситуации имеют максимально возможные значения, а следовательно, приводят к тяжёлым последствиям.

4.1 Ход выполнения расчетов

На первом этапе необходимо составить расчетную схему (рисунок 6) с обозначением точек короткого замыкания, после этого согласно полученной схеме составить схему замещения (рисунок 7).

Исходные данные для расчета:

Система:

$$U_H = 110 \text{ кВ}, S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}, S_{КЗ} = 5000 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Линии:

$$x_{\text{л1}} = 0,42 \text{ Ом/км}, l = 8 \text{ км}, 340 \text{ м}, U_H = 110 \text{ кВ},$$

$$x_{\text{л2}} = 0,42 \text{ Ом/км}, l = 8 \text{ км}, 340 \text{ м}, U_H = 6 \text{ кВ}.$$

Трансформатор ТРДН-25000/110/6/6:

$$S_H = 25 \text{ MB} \cdot A, S_B = 1000 \text{ MB} \cdot A.$$

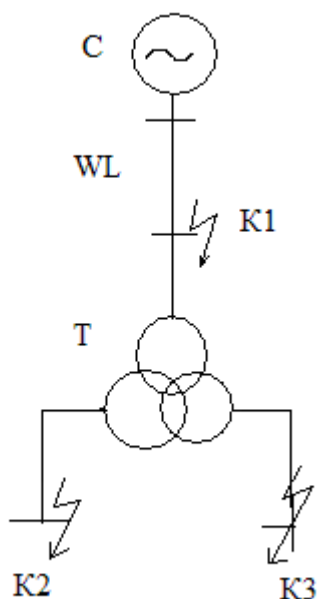


Рисунок 6 – Расчётная схема

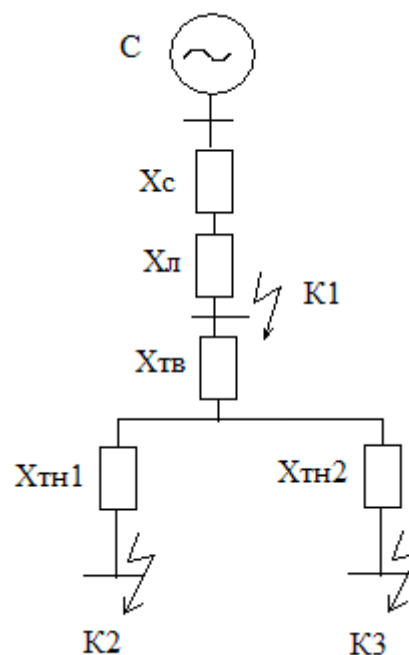


Рисунок 7 – Схема замещения

Необходимо определить расчетные показатели схемы замещения в относительных единицах.

Сопротивление питающей энергосистемы:

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

$$x_{*б,c} = \frac{1000}{3846} = 0,26.$$

Трансформатор подстанции ТРДН-25000/110/6/6:

$$x_{*б,Тг} = \frac{U_{к.в},\%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{номТ}}; \quad (24)$$

$$x_{*б,Тг} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,53;$$

$$x_{*\bar{\sigma}, T_{H1}} = x_{*\bar{\sigma}, T_{H2}} = \frac{U_{к.н1}, \%}{100} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{номТ}}; \quad (25)$$

$$x_{*\bar{\sigma}, T_{H1}} = x_{*\bar{\sigma}, T_{H2}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,35.$$

Сопротивление питающей линии:

$$x_{*\bar{\sigma}, л} = x_{уд} l \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2}; \quad (26)$$

$$x_{*\bar{\sigma}, л} = 0,4 \cdot \frac{8,34}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,13,$$

где $U_{к.б} = 1,3125 \%$, $U_{к.н1} = U_{к.н2} = 18,375 \%$ – (для силовых трансформаторов $S_{ном} = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$).

4.2 Значение токов КЗ на сборных шинах 110 кВ

$$x_{*рез(\bar{\sigma})} = x_{*\bar{\sigma}, c} + x_{*\bar{\sigma}, л}; \quad (27)$$

$$x_{*рез(\bar{\sigma})} = 0,26 + 0,13 = 0,39.$$

Расчет базисного значения тока:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}}; \quad (28)$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

Начальная величина периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{*\bar{\sigma}}}{x_{*рез(\bar{\sigma})}} \cdot I_{\bar{\sigma}}; \quad (29)$$

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{0,15} \cdot 5,02 = 12,8 \text{ кА.}$$

Соответственно, ударная величина тока КЗ:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta}; \quad (30)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 12,8 \cdot 1,63 = 29,19 \text{ кА,}$$

где $k_{y\delta} = 1,63$ – ударный показатель КЗ в месте РУ высокого напряжения.

4.3 Значение токов КЗ на сборных шинах 6 кВ

$$x_{*рез(\bar{\sigma})} = x_{*\bar{\sigma},c} + x_{*\bar{\sigma},л} + x_{*\bar{\sigma},T_6} + x_{*\bar{\sigma},T_{H1,2}}, \quad (31)$$

$$x_{*рез(\bar{\sigma})} = 0,26 + 0,004 + 0,53 + 7,35 = 8.$$

Расчет базисного значения тока:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}}, \quad (32)$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 96,7 \text{ кА}$$

Начальная величина периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{*\bar{\sigma}}}{x_{*рез(\bar{\sigma})}} \cdot I_{\bar{\sigma}}, \quad (33)$$

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{8} \cdot 96,7 = 12,1 \text{ кА}.$$

Соответственно, ударная величина тока КЗ на шинах 6 кВ:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial}, \quad (34)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 12,1 \cdot 1,96 = 33,2 \text{ кА}.$$

где $k_{y\partial} = 1,96$ – ударный показатель.

В точке КЗ токи КЗ, будут сопоставимы с токами КЗ в точке к2. Данные расчетов токов КЗ сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Полученные данные токов КЗ ПС «АМЗ»

№	$U_{ном}$, кВ	$k_{y\partial}$	$I_{n,o}^3$, кА	$i_{y\partial}$, кА
т.К1	115	1,8	12,8	29,19
т.К2	6,3	1,96	12,1	33,2
т.К3	6,3	1,96	12,1	33,2

5 Выбор основного оборудования ПС «АМЗ»

Согласно основным техническим требованиям выдвигаемые технической политикой ПАО «Россети», устанавливаемое оборудование на территории подстанции, должно иметь:

1. Высокую степень надежности.
2. Минимальные эксплуатационные затраты при эксплуатации.
3. Срок службы должен быть не менее 25 лет для коммутационного оборудования, не менее 30 лет для силовых трансформаторов.

Определим протекающие токи продолжительного режима с учетом возможной 40% перегрузки при аварийной ситуации:

1. На стороне 110 кВ:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} ; \quad (35)$$
$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 176 \text{ A.}$$

2. На стороне 6 кВ:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} ; \quad (36)$$
$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 1605,65 \text{ A.}$$

5.1 Выбор силовых выключателей

Проверку выбранных к установке выключателей необходимо производить по важным параметрам, предусмотренных ГОСТ.

Проверку выключателей необходимо производить по следующим параметрам:

- рассмотрение по рабочему напряжению электрической сети:

$$U_{ном} \geq U_{сее.ном}; \quad (37)$$

- рассмотрение по установленному рабочему току сети:

$$I_{ном} \geq I_{max}; \quad (38)$$

- способность отключения симметричного тока:

$$I_{откл.ном} \geq I_{n\tau}; \quad (39)$$

- возможность отсечение аperiodической величины КЗ:

$$i_{a.ном} \geq i_{a\tau}; \quad (40)$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 \geq i_{a\tau}; \quad (41)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n\tau} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (42)$$

где T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания (для РУ повышенного напряжения подстанции $T_a = 0,05$ с).

- рассмотрение по коммутационной способности:

$$I_{дин} \geq I_{n0}; \quad (43)$$

- способность выдерживать электродинамические процессы при КЗ:

$$I_{пр.скв} \geq I_{n0}, \quad (44)$$

где $I_{пр.скв}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ.

- рассмотрение по термической стойкости при КЗ в электроустановках:

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k; \quad (45)$$

$$B_k = I_{н.0}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a); \quad (46)$$

где $t_{откл.}$ - максимально установленное время отсечения поврежденного участка (включая действие релейной защиты).

На стороне 110 кВ к установке принимается выключатель элегазовый типа ВЭБ-110-40-2500 УХЛ1 производства ОАО «Энергомаш» г. Екатеринбург. Баковый выключатель выбран по следующим соображениям:

- минимальная зона отчуждения на территории ОРУ за счет использования встроенных трансформаторов тока;
- сниженные затраты на строительно-монтажные и пуско-наладочные работы;
- за счет конструкции, количество элегаза превышает объем элегаза в колонковом выключателе, что в свою очередь при утечке последнего из камеры увеличивает вероятность правильной работы.

Результаты выбора выключателя на стороне 110 кВ представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Проверка выбранного выключателя на 110 кВ

Технические показатели	Предполагаемые данные	Равенство	Данные из паспорта
$U_{ном}$, кВ	$U_{ном} = 110$	=	$U_{ном} = 110$
I_n , А	176	<	$I_n = 2500$
$I_{но}$, кА	$I_{\Sigma}^{(3)} = 12,8$	<	$I_{но} = 40$
$i_{a.ном}$, кА	$i_a = 1,91$	<	$i_{a.ном} = 22,63$
$B_{к.ном}$, кА ² ·с	28,85	<	$B_{к.ном} = 176$
$I_{нс}$, кА	$I_{\Sigma}^{(3)} = 12,8$	<	$I_{нс} = 40$
$i_{y\delta}$, кА	$i_{\Sigma y\delta}^{(3)} = 29,2$	<	$i_{y\delta} = 102$



Рисунок 8 – Внешний вид выключателя ВЭБ-110-40-2500 УХЛ1

На стороне 6 кВ в ячейках комплектно-распределительного устройства в зависимости от места установки (фидер вводной, секционный, отходящая линия) используют следующие типы выключателей:

- на вводных ячейках к установке принимаются выключатели типа VD4 12.32.32 р275 производства компании «ABB» с пружинно-моторным приводом, т.к. на данные токи, полученные расчетным путем, компания «Таврида Электрик» не выпускает выключатели типа ВВ-TEL;

- на секционных и отходящих линиях к установке принимаются выключатели вакуумные типа ВВ-TEL с электромагнитной защелкой. Данные выключатели с положительной стороны зарекомендовали в электрических сетях «МРСК Урала».

Результаты выбора выключателя VD4 на стороне 6 кВ – вводной фидер, представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Проверка выбранного выключателя для вводных фидеров

Технические показатели	Предполагаемые данные	Равенство	Данные из паспорта
$U_{ном}$, кВ	$U_{ном} = 6,3$	=	$U_{ном} = 10$
I_n , А	2566	<	$I_n = 3150$
$I_{но}$, кА	$I_{\Sigma}^{(3)} = 12,1$	<	$I_{но} = 31,5$
$i_{а.ном}$, кА	$i_a = 1,68$	<	$i_{а.ном} = 17,82$
$B_{к.ном}$, кА ² ·с	22,98	<	$B_{к.ном} = 99,2$
$I_{нс}$, кА	$I_{\Sigma}^{(3)} = 12,1$	<	$I_{нс} = 31,5$
$i_{y\delta}$, кА	$i_{\Sigma y\delta}^{(3)} = 33,2$	<	$i_{y\delta} = 80$

Результаты выбора выключателя ВВ-TEL на стороне 6 кВ – секционный выключатель, представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Проверка выбранного выключателя секционного выключателя 6 кВ

Технические показатели	Предполагаемые данные	Равенство	Данные из паспорта
$U_{ном}$, кВ	$U_{ном} = 6,3$	=	$U_{ном} = 10$
I_n , А	1796	<	$I_n = 2000$
$I_{но}$, кА	$I_{\Sigma}^{(3)} = 12,1$	<	$I_{но} = 31,5$
$i_{а.ном}$, кА	$i_a = 1,68$	<	$i_{а.ном} = 17,82$
$B_{к.ном}$, кА ² ·с	21,98	<	$B_{к.ном} = 99,2$
$I_{нс}$, кА	$I_{\Sigma}^{(3)} = 12,1$	<	$I_{нс} = 31,5$
$i_{y\delta}$, кА	$i_{\Sigma y\delta}^{(3)} = 33,2$	<	$i_{y\delta} = 80$

Результаты выбора выключателя ВВ-TEL на стороне 6 кВ – отходящие линии, представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Сравнение параметров выключателя отходящих линий 6 кВ

Технические показатели	Предполагаемые данные	Равенство	Данные из паспорта
$U_{ном}$, кВ	$U_{ном} = 6,3$	=	$U_{ном} = 10$
I_n , А	869	<	$I_n = 1000$
$I_{но}$, кА	$I_{\Sigma}^{(3)} = 12,1$	<	$I_{но} = 20$
$i_{а.ном}$, кА	$i_a = 1,68$	<	$i_{а.ном} = 11,28$
$B_{к.ном}$, кА ² ·с	21,98	<	$B_{к.ном} = 40$
$I_{нс}$, кА	$I_{\Sigma}^{(3)} = 12,1$	<	$I_{нс} = 31,5$
$i_{уд}$, кА	$i_{\Sigma уд}^{(3)} = 33,2$	<	$i_{уд} = 51$

Так как все расчётные данные выключателей, представленные в таблицах 8, 9, 10, меньше или равны паспортным данным, следовательно, предварительно выбранные выключатели подходят для установки в ячейках КРУ.

5.2 Выбор разъединителей

В качестве разъединителя в ОРУ 110 кВ примем разъединитель типа РГП-СЭЩ-110/1250 производства «Самарский электроцит».

Рассмотрение выбранных разъединителей нужно осуществлять по следующим параметрам:

- рассмотрение по рабочему напряжению электрической сети:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (47)$$

- рассмотрение по установленному рабочему току сети:

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad (48)$$

- способность выдерживать электродинамические процессы при КЗ:

$$i_{y\partial} \leq i_{дин}; \quad (49)$$

где $i_{дин}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости).

- рассмотрение по термической стойкости при КЗ в электроустановках:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}. \quad (50)$$

Параметры разъединителя и расчетные данные сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Выбор разъединителей на стороне 110 кВ

Условия выбора	Методика	Паспорт
$U_{ном} \geq U_c$	$U_c = 110кВ$	$U_{ном} = 110кВ$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 176А$	$I_{ном} = 1250А$
$i_{дин} \geq i_{y\partial}$	$i_{y\partial} = 29,2кА$	$i_{дин} = 80кА$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 28,85кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 64кА^2 \cdot с$

Из выше представленных данных (таблица 11), видно, что разъединитель РГП-СЭЩ-110 (рисунок 9) выбран правильно, т.к. данные взятые из паспорта соответствуют всем установленным условиям выбора.

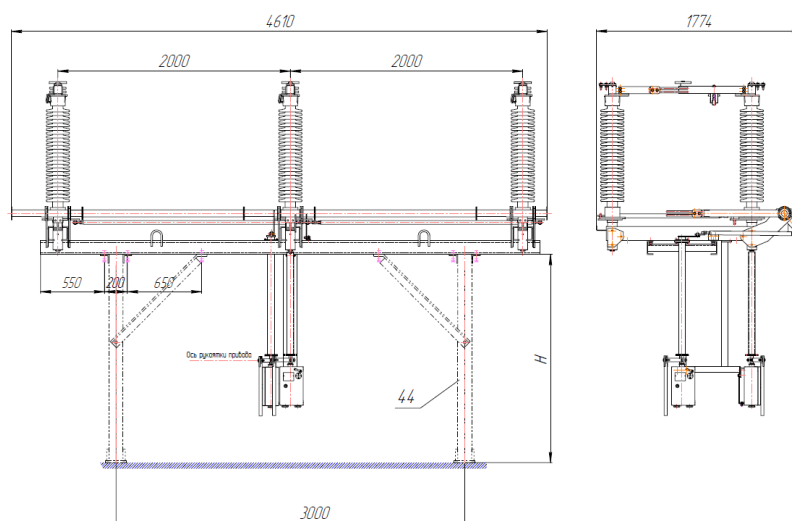


Рисунок 9 – Габаритные размеры РГП-СЭЩ-110/1250 УХЛ 1

5.3 Выбор измерительных ТТ

Выбор измерительных ТТ осуществляется по следующим условиям:

- по:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (51)$$

- по:

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad (52)$$

- по классу точности;

- по конструктивному исполнению.

Проверка выбранных к установке трансформаторов тока производится по следующим параметрам:

- стойкость при сквозных токах КЗ;

- наибольший пик тока динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин}; \quad (53)$$

- на термическую стойкость.

В РУ 110 кВ ПС «АМЗ» согласно ряду актов, измерительные ТТ устанавливаются перед силовыми выключателями, так и ввода понизительных трансформаторов. В нашем случае трансформаторы тока встраиваются ввода выключателей и силовых трансформаторов.

Таблица 12 – Нагрузка ТТ на вторичной обмотке

Измерительный аппарат	Паспортные значения		
	А	В	С
Амперметр для измерения тока	0,5	-	-
Ваттметр для измерения мощности активной	0,5	-	0,5
Счетчик электрической энергии	3,6	3,6	3,6
Итого:	4,6	3,6	4,1

Сопrotивление приборов находится по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{4,6}{5^2} = 0,184 \text{ Ом.}$$

Для ТВГ-110-У1 в классе 0,5 $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом.}$

Допускаемое сопротивление проводника:

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,184 - 0,1 = 0,916 \text{ Ом.}$$

Тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}; \quad (54)$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,916} = 3,21 \text{ мм.}$$

Кабель контрольный с алюминиевыми жилами - 4мм².

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{4} = 0,74 \text{ Ом.}$$

Вторичная нагрузка ТТ:

$$r_2 = 0,184 + 0,74 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом.}$$

Согласно расчетам, выбираем трансформаторы тока типа ТВГ-110-У1 (ЗАО Энергомаш, г. Екатеринбург) (Таблица 13).

Также для установки принимаются трансформаторы тока типа ТВ – 300/5 встраиваемые в высоковольтные вводы силовых трансформаторов со стороны 110 кВ производства АО «Группа «СВЭЛ» г. Екатеринбург.

Таблица 13 – Расчёт трансформатора тока 110 кВ

Расчёт	Паспорт ТВГ-110-У1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 176 \text{ А}$	$I_{ном} = 50 - 600 \text{ А}$
$i_{y\partial} = 29,2 \text{ кА}$	$I_{дин} = 126 \text{ кА}$
$B_k = 28,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 2028 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$r_2 = 1,2 \text{ Ом}$

На стороне 6 кВ к установке – измерительный ТТ типа ТОЛ – СВЭЛ – 10 АО «СВЭЛ» г. Екатеринбург. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 14. Измерительные ТТ ТОЛ – СВЭЛ – 10 кВ необходимы для передачи сигналов средствам РЗА и приборам измерения. В таблице 14 представлены расчеты для трансформаторов тока, которые монтируются в вводные ячейки РУ-6 кВ

Таблица 14 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока ТОЛ– 10кВ

Расчёт	Паспорт: ТОЛ – СВЭЛ – 10 кВ
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 2566 \text{ А}$	$I_{ном} = 3000 \text{ А}$
$i_{y\partial} = 33,2 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 21,98 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Определение нагрузок на вторичную обмотку

№	Измерительный аппарат	S прибора [В·А]
1	Амперметр для измерения тока	0,5
2	Электрический счетчик (энергии активной)	3,6
3	Электрический счетчик (энергии реактивной)	3,6
4	Ваттметр для измерения мощности активной	2
5	Варметр для измерения мощности реактивной	0,5
	По итогу:	10,2

Определение вторичной нагрузки измерительного ТТ:

$$r_{\text{приб}} = \frac{10,2}{5^2} = 0,45 \text{ Ом.}$$

Для измерительного ТТ ТОЛ-СВЭЛ 10 кВ: $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом.}$

Возможно допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}; \quad (55)$$

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,45 - 0,1 = 0,65 \text{ Ом.}$$

Тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}; \quad (56)$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,65} = 4,51 \text{ мм;}$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{5} = 0,59 \text{ Ом.}$$

Следовательно, нагрузка вторичных обмоток составляет:

$$r_2 = 0,45 + 0,59 + 0,1 = 1,14 \text{ Ом.}$$

На рисунке 10 представлена схема подключения средств РЗА и средств измерения к вторичным обмоткам трансформаторов тока, которые отвечают за защиту силовых трансформаторов

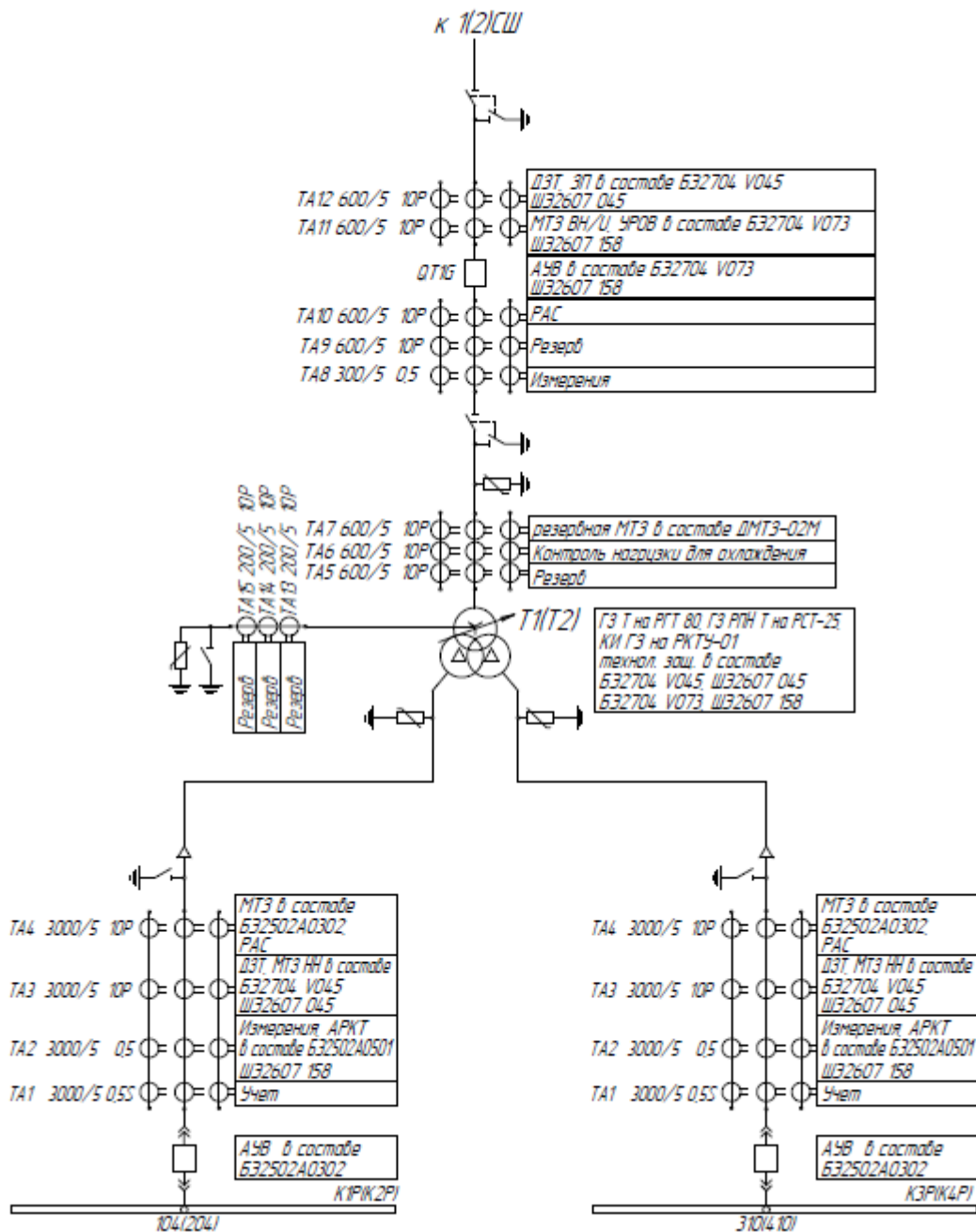


Рисунок 10 – Схема подключения средств РЗА и средств измерения к вторичным обмотка трансформаторов тока

5.4 Выбор измерительных ТН

Из большого выбора измерительных ТН к применению в РУ-6кВ принимаются ТН с литой типа ЗНОЛ.П – 6 кВ АО «СВЭЛ», г. Екатеринбург.

Контроль показателей РУ-6 кВ осуществляется с помощью следующего комплекта приборов: вольтметр для измерения напряжения, вольтметр фазный

для измерения показателей на каждой фазе, фазометр, частотомер для измерения частоты. Данные по комплекту приборов представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Комплект приборов на вторичной обмотке ТН

Измерительный аппарат	Используемая мощность	Число катушек	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Число аппаратов	Суммарная мощность	
						$P, Вт$	$Q, вар$
Вольтметр для измерения напряжения	2,0	1	1	0	1	2	---
Ваттметр для измерения мощности активной	2,0	1	1	0	1	2	---
Электрический счетчик (энергии активной)	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Электрический счетчик (энергии реактивной)	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Итого						7,04	7,4

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos\phi)^2 + (\sum S_{приб} \sin\phi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}, \quad (57)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{7,04^2 + 7,4^2} = 9,91 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Применяемый ТН ЗНОЛ.П – 6 кВ имеет установленную мощность в своем классе точности на отметке 0,5, которая необходима для подключения счетчиков, 75 В · А. Следовательно,

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}; \quad (58)$$

$$11,7 \leq 75.$$

Из представленных расчетов можно сделать заключение о том, что установка трансформатора напряжения ЗНОЛ.П – 6 кВ – возможна, т.к. параметры, взятые из паспорта трансформатора напряжения, удовлетворяют все условия проверки.

5.5 Выбор оборудования от перенапряжений

Выбор оборудования от перенапряжений на стороне 110 кВ осуществляется согласно методическим указаниям ПАО «ФСК ЕЭС» для напряжений 110-220 кВ, а для стороны 6 кВ согласно методическим указаниями ПАО «ФСК ЕЭС» по использованию ограничителей перенапряжений сетях до 35 кВ.

Для защиты электротехнического оборудования от всех видов перенапряжений (атмосферных, коммутационные, от протекания однофазных КЗ на землю, к установке принимаются установка ОПН-110 кВ, ОПН-6 кВ.

5.5.1 Выбор ОПН 110 кВ

Допустимо возможное рабочее напряжение ОПН ($U_{\text{нро}}$) должно не превышать наибольшего рабочего напряжения электрической сети ($U_{\text{нр}}$), которое регламентируется ГОСТ 721-77 «Номинальные напряжения свыше 1000 В»:

$$U_{\text{нро}} = \frac{U_{\text{р}} \cdot 1,05}{\sqrt{3}}, \quad (59)$$

где $U_{\text{нро}}$ – допустимо возможное рабочее напряжение в электрической сети. Коэффициент 1,05 вводится для повышения условий надежности.

$$U_{\text{нро}} = \frac{126 \cdot 1,05}{\sqrt{3}} = 76,38 \text{ кВ.}$$

Для ОПН типа ОПНп–110/680/100-10-IV-УХЛ1 производства ЗАО «ПОЛИМЕР–АППАРАТ» (рисунок 11) значение составляет $U_{\text{нро}} = 100 \text{ кВ}$.

Класс энергоёмкости ОПН выбирается по энергии одного импульса тока пропускной способности и должна превышать 3 кДж/кВ. Выбранный к

установке имеет класс энергоемкости 4 кДж/кВ, что соответствует регламентирующим документам.

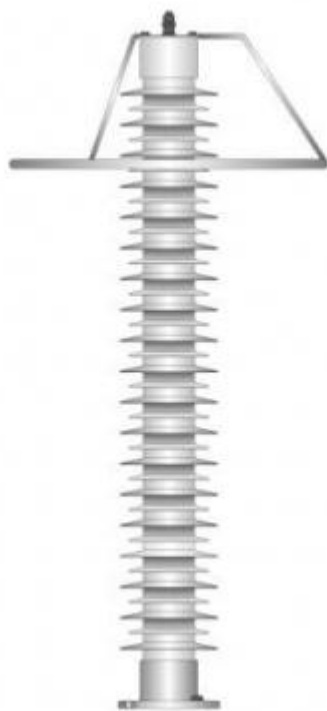


Рисунок 11 – Внешний вид ОПНп–110/680/100-10-IV-УХЛ1

Защитный уровень ОПН при коммутации определяется, как значение отстающего напряжения $U_{\text{остк}}$ на ОПН, которое в конечном итоге должно быть не меньше 20% испытательного напряжения $U_{\text{ки}}$.

Для оборудования 110 кВ и выше испытательное напряжение (одноминутное) частоты 50 Гц равно 200 кВ.

Выдерживаемый уровень коммутационных напряжений определяется по следующему выражению:

$$U_{\text{кии}} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{\text{исп.50}}; \quad (60)$$

$$U_{\text{кии}} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 200 = 342,63 \text{ кВ.}$$

Значение остающегося напряжения определяется:

$$U_{\text{остки}} = \frac{U_{\text{КИ}}}{1,2}. \quad (61)$$

$$U_{\text{остки}} = \frac{342,63}{1,2} = 285,5 \text{ кВ}.$$

Для выбранного ОПНп-110/680/100-10-IV-УХЛ1 значение остающегося напряжения $U_{\text{остк}}=244$ кВ.

$$U_{\text{остки}} \geq U_{\text{остк}}; \quad (62)$$

$$285,5 \geq 244.$$

Из выше представленных формул видно, что условие выполняется.

При атмосферных перенапряжениях для ограничителей ОПНп-110/680/56-10-IV УХЛ1 при величине тока 12 кА $U_{\text{остг}}=179$ кВ, что меньше значения $U_{\text{зи}}=480$ кВ.

5.6 Выбор производителя ячеек КРУ

На территории ПС «АМЗ» в рамках реализации распределительного устройства 6 кВ к установке принимается блочно-модульное здание с установкой ячеек КРУ.

Внешний вид БМЗ представлен на рисунке 12. В состав БМЗ ПС «АМЗ» входит:

- помещение распределительного устройства 6 кВ;
- помещение ОПУ;
- помещение с аккумуляторными батареями;

Здание состоит из 20 сборных модулей, имеет двускатную кровлю из профилированного листа по металлической обрешетке и стальным стропильным балкам. Использование блочно-модульных зданий позволяет снизить затраты при СМР.

БМЗ имеет следующие размеры: 22,5м x 13,5м x 3,8 м.

Относительно планировки пол здания поднят в среднем на 1,4м. Доступ в здание с уровня планировки осуществляется по металлическим лестницам с входными площадками, входящими в комплект поставки здания. Наружные двери выполняются металлическими утепленными. Размеры дверей должны обеспечивать возможность монтажа шкафов габаритными размерами 800x800x2200 мм и ячеек КРУ габаритными размерами 1000x1400x2200 мм. Двери входят в комплект поставки здания. Размеры внутренних дверей в помещение шкафов РЗА, ЩСН, ЩПТ и в помещение связи должны обеспечивать возможность монтажа шкафов и оборудования габаритными размерами 800x800x2200 мм.

Цветовое решение фасадов здания ОПУ, совмещенного с ЗРУ 6 кВ принято в соответствии с корпоративным стилем оформления подстанции ОАО «Челябэнерго»:

- цоколь, кровля, входные лестницы с площадками – синий сигнальный (RAL 5005);
- наружные стены, ограждения лестниц и площадок – белый сигнальный (RAL 9003);
- наружные двери – небесно-синий (RAL 5015).

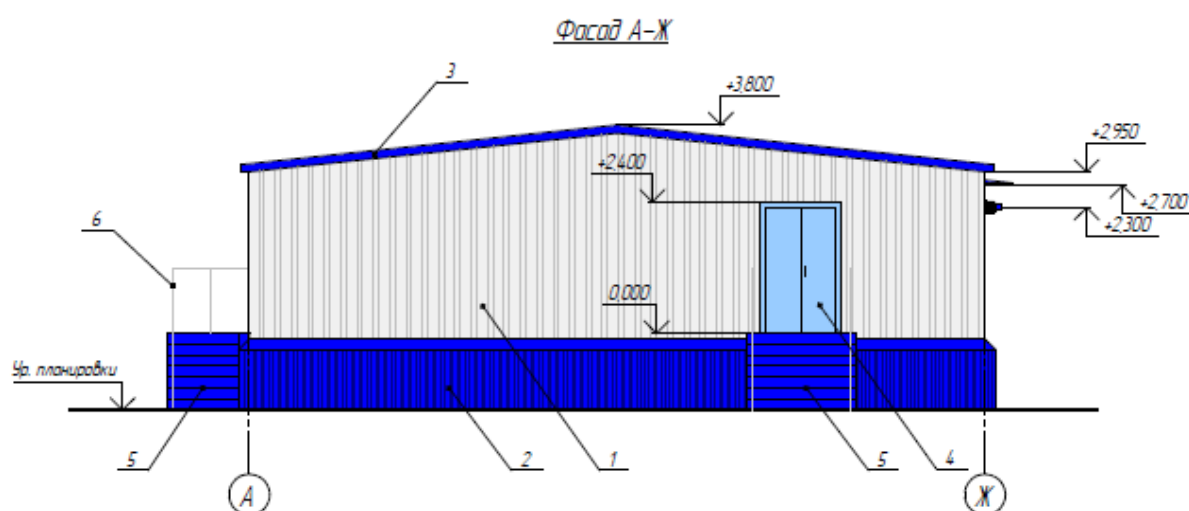


Рисунок 12 – Блочно-модульное здание ЗРУ-6 кВ ПС «АМЗ»

К установке в помещение распределительного устройства 6 кВ принимаются КРУ (ячейки) типа D-12P производства компании АО «ГК Таврида Электрик». Данные ячейки имеют среднее расположение выкатного коммутационного элемента, что в свою очередь позволяет облегчить ремонтно-оперативные работы на подстанции.

Ячейки типа D-12P имеют следующие рабочие пространства:

- кабельный отсек;
- отсек средств РЗА и вторичных цепей управления;
- отсек выкатного элемента;
- отсек сборных шин.

Оборудование встраиваемое в ячейки КРУ-6 кВ было выбрано ранее.

6 Выбор средств компенсации емкостных токов на землю

6.1 Выбор дугогасящего реактора

На основании РД 34.20.17 «Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ» установленная мощность реакторного оборудования должна определяться по значениям емкостных токов электрической сети с учетом дальнейшего перспективного развития (10 лет).

Согласно разделу ПУЭ, компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при значении емкостного тока более 10 А.

Представленные значения емкостных токов однофазных замыканий на составляют 22,4А и 21,9А для 1 и 2 секций сборных шин соответственно. Как было отмечено ранее емкостные токи должны выбираться с учетом дальнейшего развития сети, т.е. расчетные данные должны быть увеличены на 25 %. Следовательно, емкостные токи однофазных замыканий на землю составят 28,01А и 27,42 А для 1 и 2 секций сборных шин.

Расчетная мощность реакторов Q_k (кВА) определяется по формуле:

$$Q_k = I_c \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3}}, \quad (63)$$

где $U_{НОМ}$ - номинальное напряжение электрической сети, кВ; I_c – расчетный емкостный ток замыкания на землю, А.

$$Q_k = I_c \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3}} = 28,01 \cdot \frac{6}{\sqrt{3}} = 97 \text{кВА}.$$

На подстанции 110/6/6 «АМЗ» к установке принимается дугогасящий реактор РДМР-300/6 У1 мощностью 300 кВА с током регулирования 5-80 А. Результаты выбора (проверка) дугогасящего реактора представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор дугогасящего реактора

Место установки	Расчетные данные			Тип ДГР	Каталожные данные			
	$U_{сети}$, кВ	$I_{C/P}$, А	Q_k , кВА		$U_{сети}$, кВ	$U_{ном.р}$, кВ	I_{PEF} , А	Q_k , кВА
ЗРУ-6 кВ	6	28,01	97	РДМР-300/6	6	3,64	5-80	300

6.2 Выбор фильтра присоединения для дугогасящего реактора

Согласно РД 34.20.17 для подключения выбранных реакторов необходимо использовать фильтры присоединения со схемой соединения обмоток ZH .

Определение мощности рассчитывается исходя из следующих условий:

1. Настройка реактора проведена в резонанс с емкостью сети.
2. Реактор находится в положении максимального диапазона компенсации индуктивного тока.
3. Активные составляющие тока однофазного КЗ на землю равны 0.
4. Потери КЗ в трансформаторе равны при симметричной и несимметричной нагрузке.

Мощность фильтра присоединения определяется по формуле:

$$S_T = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot I_C \cdot U_{ном} = \sqrt{2} \cdot Q_k \quad (64)$$

$$S_T = \sqrt{2} \cdot 97 = 137,2 \text{ кВА.}$$

Результаты выбора и проверки выбранного трансформатора представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор присоединительного трансформатора

Место установки	Расчетные данные			Тип трансформатора	Каталожные данные	
	$U_{сети}$, кВ	$S_{Трас}$, кВА	Группа обмоток		$U_{сети}$, кВ	$S_{ном}$, кВА
ЗРУ-6 кВ	6	137,2	ZH	ТМПС-400/6,3 УХЛ	6	400

6.3 Выбор высоковольтного резистора

При неточной настройке дугогасящего реактора процесс выравнивания напряжений фаз после погашения электрической дуги носит пульсирующий характер, частота которых определяется степенью расстройки компенсации и добротностью колебательного контура. При точной настройке ДГК, расстройка и возникновение пульсаций при ОЗЗ возможны при отключении кабельного присоединения с большим емкостным током. При биениях повторное замыкание может произойти при напряжении, близком к максимуму, что вызывает перенапряжения на здоровых фазах.

Значение сопротивления резистора R_N , Ом, позволяющего устранить биения, выбирается:

$$R_N = \frac{U_\phi}{\Delta I}, \quad (65)$$

где $\Delta I = I_L - I_C$ - ток расстройки дугогасящего реактора, А.

Подключение параллельно к ДГР резистора сопротивление, полученное по выше представленной формуле, приводит к устранению пульсаций после погашения электрической дуги и снижению перенапряжений при повторных пробоях до уровня $U_{\max} = 2,4U_{\phi\max}$. Но при этом мощность такого резистора является избыточной.

Высокоомный резистор ограничивает перенапряжения, возникающие в режиме ОЗЗ в сети 6 кВ. При выборе высокоомного резистора рассматриваем аварийный режим с раскомпенсацией 20%. Результаты выбора и проверки высоковольтного резистора таблица 19.

Таблица 19 – Выбор резистора

Место установки	Тип трансформатора	Каталожные данные			
		$U_{\text{сети}}$, кВ	R_N , Ом	P , кВт	I_R , А
КРУ-6 кВ	РЗ-500-24-6 УХЛ1	6	500	5-80	6?9

7 Выбор средств РЗА

Количественный и качественный состав средств и функций РЗА должны соответствовать требованиям НТД (ПУЭ, ПТЭ, НТП ПС и других отраслевых нормативных документов).

Все выбираемые устройства должны быть выполнены на базе современных микропроцессорных (МП) устройств, обязательно иметь функции регистрации аварийных процессов и их последующего хранения на жестком диске. Перечень шкафов и устройств РЗА, предусматриваемых к установке представлен в таблице 20.

Таблица 20 - Перечень шкафов и устройств РЗА

Наименование	Состав шкафа (МП терминал)	Место установки	Наименование функции
Шкаф основных защит трансформатора ШЭ2607 045 (ООО «НПП ЭКРА»)	Комплект основной защиты трансформатора (БЭ2704 V045)	ОПУ	ДЗТ, ЗП, МТЗ НН, технол.защ.
Шкаф резервных защит Трансформатора и АУВ 110 кВ ШЭ2607 158 (ООО «НПП ЭКРА»)	Комплект резервной защиты и АУВ 110 кВ трансформатора (БЭ2704 V073)	ОПУ	МТЗ ВН/У, УРОВ, АУВ
	Комплект автоматики управления РПН (БЭ25020501)		АРКТ
Резервная защита трансформатора (ООО «РЗА Системз»)	Комплект независимой резервной токовой защиты (РЗТ2)	ОРУ	рез. МТЗ
Шкаф противоаварийной автоматики ШЭЭ 224 0604 (ООО «НПП ЭКРА»)	Два комплекта автоматики ограничения снижения напряжения (ЭКРА 221 0205)	ОПУ	АОСН/АПВН
Шкаф регистрации аварийных событий ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ (ООО «Свей»)	Комплект регистратора аварийных событий и процессов (АУРА-256)	ОПУ	РАС
Шкаф регистрации аварийных событий КРУ-6 кВ (ООО «Свей»)	Комплект регистратора аварийных событий и процессов (АУРА-256)	КРУ-6 кВ	РАС
Шкаф центральной сигнализации ШЭ2607 130130 (ООО «НПП ЭКРА»)	Комплект центральной сигнализации с организацией трех участков сигнализации (2хБЭ2704 130)	ОПУ	ЦС

Предложение таблицы 20

Шкаф автоматики управления ДГР (ООО ВП «НТБЭ»)	2хКомплект автоматики ДГР 1с.ш. 6 кВ (УАРК-105)	ОПУ	Автоматика ДГР
Шкаф определения поврежденного фидера при однофазном замыкании в сети 6 кВ (ООО ВП «НТБЭ»)	Комплект ОПФ 6 кВ (8хПЗЗМ-3)	КРУ-6 кВ	ОПФ
Защита и АУВ ВВ-6кВ (ООО «НПП ЭКРА»)	Комплект защиты и автоматики ВВ-6 кВ (БЭ2502А0302)	Релейный отсек ячеек ВВ-6 кВ	МТЗ, ЗМН, ЛЗШ, АУВ, УРОВ
Защита и АУВ СВ-6кВ (ООО «НПП ЭКРА»)	Комплект защиты и автоматики СВ-6 кВ (БЭ2502А0202)	Релейный отсек ячеек СВ-6 кВ	МТЗ СВ, ЛЗШ, АУВ, АВР, УРОВ
Защита и АУВ КЛ-6кВ (ООО «НПП ЭКРА»)	Комплект защиты и автоматики КЛ-6 кВ (БЭ2502А0103)	Релейный отсек ячеек 6 кВ	ТО, МТЗ, ЛЗШ, АУВ, УРОВ
Защита и АУВ ТСН-6кВ (ООО «НПП ЭКРА»)	Комплект защиты и АУВ 6 кВ ТСН (БЭ2502А0103)	Релейный отсек ячеек ТСН-6 кВ	ТО, МТЗ, ЛЗШ, ЗП, АУВ, УРОВ
Защита и АУВ ДГР-6кВ (ООО «НПП ЭКРА»)	Комплект защиты и АУВ 6 кВ ДГР (БЭ2502А0103)	Релейный отсек ячеек ДГР-6 кВ	ТО, МТЗ, ЛЗШ, АУВ, УРОВ
Защита и автоматика ТН-6кВ (ООО «НПП ЭКРА»)	Комплект автоматики ТН-6 кВ (БЭ2502А0402)	Релейный отсек ячеек ТН-6 кВ	СЗЗ, КЦН, АЧР/ЧАПВ
ЗДЗ ЗРУ-6 кВ (ООО НПФ «ПРОЭЛ»)	Комплект защиты от дуговых замыканий секции шин (ОВОД-МД)	Релейный отсек ячеек СР-6 кВ	ЗДЗ

7.1 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора

Первичные токи трансформатора, соответствующие типовой мощности, рассчитываются по следующей формуле:

- На стороне ВН:

$$I_{ном_ВН} = \frac{S_m}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (66)$$

$$I_{\text{ном-ВН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ A};$$

- На стороне НН1 и НН2:

$$I_{\text{ном-НН1(НН2)}} = \frac{S_m}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (67)$$

$$I_{\text{ном-НН1(НН2)}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 229 \text{ A}.$$

Базисные токи для сторон различных классов напряжений рассчитываются по следующей формуле:

$$I_{\text{баз-ВН}} = \frac{K_{\text{CX-mm-ВН(НН)}}}{K_{\text{mm-ВН(НН)}}} \cdot I_{\text{ном-ВН(НН)}}, \quad (68)$$

где $K_{\text{mm-ВН(НН)}}$ - коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны,
 $K_{\text{CX-mm-ВН(НН)}}$ - коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток ТТ.

Для стороны ВН:

$$I_{\text{баз-ВН}} = \frac{1}{200/5} \cdot 125,5 = 3,14 \text{ A}.$$

Для сторон НН1 и НН2:

$$I_{\text{баз-НН}} = \frac{1}{3000/5} \cdot 2191 = 3,65 \text{ A}.$$

По расчетным значениям базисных токов производится выбор числа витков первичных обмоток входных трансформаторов тока терминала. Выбор витков входных ТТ терминала БЭ2704V045 представлен в таблице 21.

Таблица 21 - Выбор витков входных ТТ терминала БЭ2704V045

Базисный ток	Фаза	Зажимы X1, X2		
		Сторона ВН	Сторона НН1	Сторона НН2
0,251-1,000	А	X2:5-X2:1	X1:5-X1:1	X1:10-X1:6
	В	X2:15-X2:11	X1:15-X1:11	X1:20-X1:16
	С	X2:25-X2:21	X1:25-X1:21	X1:30-X1:26
1,001-4,000	А	X2:5-X2:2	X1:5-X1:2	X1:10-X1:7
	В	X2:15-X2:12	X1:15-X1:12	X1:20-X1:17
	С	X2:25-X2:22	X1:25-X1:22	X1:30-X1:27
4,001 – 16,000	А	X2:5-X2:4	X1:5-X1:4	X1:10-X1:9
	В	X2:15-X2:14	X1:15-X1:14	X1:20-X1:19
	С	X2:25-X2:24	X1:25-X1:24	X1:30-X1:29

7.2 Определение начального тока срабатывания ДЗТ

Начальный ток (относительный) срабатывания ДЗТ (чувствительного органа) при отсутствии торможения определяется с следующего помощью выражения:

$$I_{до_расч} = k_{отс} \cdot I_{НБ.расч}, \quad (69)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного органа терминала, ошибки расчета и необходимый запас.

Величина $I_{НБ.расч}$ определяется, как:

$$I_{НБ.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{выр}, \quad (70)$$

где $k_{пер} = 2$ - коэффициент, учитывающий переходный процесс; $k_{одн}$ - коэффициент однотипности трансформатора тока, следует принимать равным

1; ε - относительная величина погрешности ТТ в режиме, соответствующем установившемуся КЗ; $\Delta U_{РПН} = 0,16$ - относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной половине действительного диапазона регулирования; $\Delta f_{выр} = 0,02$ - относительная погрешность выравнивания токов плеч. Данная погрешность определяется погрешностями входных ТТ и аналого-цифровыми преобразователями терминала.

$$I_{НБ.расч} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 = 0,38 \text{ о.е.}$$

$$I_{ДО-расч} = 1,3 \cdot 0,38 = 0,494 \text{ о.е.}$$

Принимаем: $0,5$ о.е. Ток начала торможения $I_{T0} = 10$ о.е.

Значения тока торможения блокировки, определяется исходя из отстройки от максимально возможного сквозного тока нагрузки по выражению:

$$I_{Т.БЛ} = k_{ОТС} \cdot k_{пред.нагр} \cdot \frac{I_{ном.нагр.}}{I_{баз.стор}} \cdot \frac{K_{СХ_тт_стор}}{K_{тт_стор}}, \quad (71)$$

где $k_{ОТС} = 1,1$ - отстройка; $k_{пред.нагр}$ - коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность силового трансформатора в зависимости от его установленной мощности; $I_{ном.нагр.}$ - сквозной ток нагрузки СТ; $I_{баз.стор}$ - базисный ток соответствующей стороны СТ.

$$I_{Т.БЛ} = 1,1 \cdot 2,0 \cdot \frac{125,5}{3,14} \cdot \frac{1}{200/5} = 2,2 \text{ о.е.}$$

С помощью грамотного выбора коэффициента торможения обеспечивается несрабатывание ДЗТ. Если по силовому трансформатору протекает $I_{скв}$, то вызывает ток небаланса, который определяется по следующему выражению:

$$I_{НБ.расч} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{выр}) \cdot I_{скв}, \quad (72)$$

где $I_{скв}$ – это максимальное значение тока, равное току КЗ, приведенное к значению базисного тока стороны, и определяется:

$$I_{скв} = \frac{I_{кз.стор.} \cdot K_{СХ_тт_стор.}}{I_{баз.стор} \cdot K_{тт_чтор}}, \quad (73)$$

где $I_{кз.стор.}$ – это ток внешнего КЗ (металлическое); $I_{баз.стор}$ – базисный ток какой-либо стороны силового трансформатора.

$$I_{скв} = \frac{663}{3,14} \frac{1}{200/5} = 5,28 \text{ о.е.};$$

$$I_{скв} = 0,38 \cdot 5,28 = 2 \text{ о.е.}$$

Следовательно, тормозной ток можно найти по формуле:

$$I_T = \sqrt{I_{скв} \cdot (I_{скв} - I_{нб}) \cdot \cos \beta}, \quad (74)$$

где $\beta = 180 - \alpha$, где α – это угол между векторами токов.

$$I_T = \sqrt{5,28 \cdot (5,28 - 2) \cdot \cos 15} = 4,09.$$

Тогда коэффициент торможения определяется по выражению:

$$k_T \geq \frac{k_{отс} \cdot I_{нб} - I_{до.}}{I_T - I_{T0}}; \quad (75)$$

$$k_T \geq \frac{1,1 \cdot 2 - 0,5}{4,09 - 1,0} = 0,55.$$

Принимаем $k_T = 0,6$.

Дополнительно для предотвращения ложной работы ДЗТ при бросках тока намагничивания в момент включения силового трансформатора в работу, а также для обеспечения не действия защиты от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ (когда увеличенная погрешность ТТ, обусловленная насыщением, приводит к появлению второй гармонической составляющей тока) выполнена блокировка защиты по превышению отношения тока второй гармонической составляющей к току промышленной частоты.

По опыту эксплуатации уставку по второй гармонике для защит трансформаторов выбирают на уровне 10%.

Для исключения замедления работы ДЗТ при больших токах внутреннего повреждения вследствие блокировки защиты из-за погрешности ТТ в переходном режиме предусмотрена вторая грубая ступень защиты без блокировки по второй гармонической составляющей тока.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки должен выбираться исходя из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора

$$I_{Д.отс} \geq 6,5;$$

- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ:

$$I_{Д.отс} = 1,5 \cdot (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{выр}) \cdot I_{скв}, \quad (76)$$

где $I_{скв.}$ – максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ; $k_{пер} = 3$ - коэффициент учитывающий переходной режим.

$$I_{Д.отс} = 1,5 \cdot 5,28 \cdot 0,48 = 3,80.e.$$

Принимаем $I_{д.омс} = 6,5$ о.е.

7.3 Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора

Ток срабатывания защиты от перегрузки по стороне НН определяется по выражению:

$$I_{зн_ТП} = I_{ном.тр} \cdot \frac{k_{омс}}{k_{\epsilon}}, \quad (77)$$

где $k_{омс}$ – равен 1,05, коэффициент отстройки ЗП; $k_{\epsilon} = 0,95$ – коэффициент возврата реле тока ЗП.

$$I_{зн_ТП} = 125,5 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 138,7 A.$$

Принимаем уставку ЗП по току 138,7 А.

Во вторичных величинах ток уставки равен:

$$I_{уст_зн_ТП} = \frac{138,7}{200/5} = 3,47 A.$$

Заключение

В работе был разработан проект реконструкции городской подстанции в г. Челябинск «АМЗ» 110/6/6 кВ.

Согласно перспективного развития региона, а также условиям реконструкции, была произведена замена существующих трансформаторов мощностью 10 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА в связи с повышением нагрузки.

Согласно нормативным документам и проделанным расчетам к установке было принято следующее оборудование:

- на стороне 110 кВ: выключатель элегазовый марки ВЭБ-110-40-2500 УХЛ1; трансформаторы тока ТВГ-110-У1 и ТВ – 110 кВ; ограничители перенапряжения типа ОПНп-110/680/100-10-IV-УХЛ1; разъединители марки РГП-СЭЩ-110/1250 УХЛ 1;

- на стороне 6 кВ: были выбраны ячейки КРУ типа D-12P для установки в ЗРУ – 6 кВ (блочно-модульное здание, совмещенное с ОПУ) со следующим оборудованием: выключатель вакуумный типа ВВ/TEL производства АО «ГК Таврида Электрик» - на отходящих линиях; и выключатели вакуумные типа VD4 производства «ABB» в вводных ячейках; трансформатор тока ТОЛ – СВЭЛ-10; трансформатор напряжения ЗНОЛ.П – СВЭЛ– 10 кВ.

Также была произведена замена средств релейной защиты на микропроцессорные терминалы защит типа «БЭ» производства ООО «ЭКРА».

В результате проделанной работы понизительная подстанция соответствует всем современным нормам и требованиям.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. 7-е издание / Ред. Л.Л. Жданова, Н. В. Ольшанская. М.: НЦ ЭНАС, 2013. – 104 с.
2. Ополева, Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов. Учебное пособие/ Г. Н. Ополева. - М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. - 416 с.
3. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования /ред. Б.Н. Неклепаев. М.: НЦ ЭНАС, 2013. – 144 с.
4. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ [Электронный ресурс]/ — Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, 2012.— 108 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/22738.html>.— ЭБС «IPRbooks»
5. Титков, В.В. Перенапряжения и молниезащита. Учебное пособие / В.В. Титков, Ф.Х Халилов. - Лань, 2016. – 224 с.
6. Сибикин, Ю.Д. Электрические подстанции. Учебное пособие / Ю.Д Сибикин. – РадиоСофт, 2014. – 416 с.
7. Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А.— Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом МЭИ, 2015.— 296 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/42262.html>.— ЭБС «IPRbooks»
8. Воропай, Н.И. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. / Н.И. Воропай, Г.Ф. Ковалев. – Энергия, 2013. – 304 с.
9. Кудрин, Б.И. Электроснабжение. / Б.И. Кудрин. - М. : Academia, 2012. - 352 с.
10. Кузнецов, С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Кузнецов С.М.— Электрон. текстовые данные.— Новосибирск: Новосибирский государственный

технический университет, 2013.— 92 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45148.html>.— ЭБС «IPRbooks»

11. Кузнецов, С.М. Электронная защита от токов короткого замыкания и автоматика в распределительных устройствах 6-10 кВ тяговых и трансформаторных подстанций [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Кузнецов С.М.— Электрон. текстовые данные.— Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2010.— 104 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45456.html>.— ЭБС «IPRbooks»

12. Коломиец, Н.В. Режимы работы и эксплуатация электрооборудования электрических станций [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Коломиец Н.В., Пономарчук Н.Р., Елгина Г.А.— Электрон. текстовые данные.— Томск: Томский политехнический университет, 2015.— 72 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/55206.html>.— ЭБС «IPRbooks»

13. Короткие замыкания и выбор электрооборудования [Электронный ресурс]: учебное пособие для вузов/ И.П. Крючков [и др.].— Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом МЭИ, 2012.— 568 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/33170.html>.— ЭБС «IPRbooks»

14. Электрические станции и сети [Электронный ресурс]: сборник нормативных документов/ — Электрон. текстовые данные.— М.: ЭНАС, 2013.— 720 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/17820.html>.— ЭБС «IPRbooks».

15. Электроснабжение. Расчет токов короткого замыкания [Электронный ресурс]: методические указания к практическим и курсовой работам/ — Электрон. текстовые данные.— Липецк: Липецкий государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2014.— 47 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/55184.html>.— ЭБС «IPRbooks»

16. Филиппова, Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учебник/ Филиппова Т.А.— Электрон. текстовые данные.— Новосибирск: Новосибирский

государственный технический университет, 2014.— 294 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45211.html>.— ЭБС «IPRbooks»

17. Коннов А.А. Электрооборудование жилых зданий [Электронный ресурс]/ Коннов А.А.— Электрон. текстовые данные.— Саратов: Профобразование, 2017.— 254 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/63811.html>.— ЭБС «IPRbooks»

18. Крючков, И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ [Электронный ресурс]: учебно-справочное пособие для вузов/ Крючков И.П., Пираторов М.В., Старшинов В.А.— Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом МЭИ, 2015.— 142 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/57019.html>.— ЭБС «IPRbooks»

19. Analysis of Power Transformer Insulation Design Using FEM [Электронный ресурс] / Tathagat Chakraborty, Akik Biswas, Sudha R. – Режим доступа : <http://www.ijscce.org/attachments/File/v2i3/C067305231..>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 17.05.2017).

20. Single phase AC-DC power factor corrected converter with high frequency isolation using buck converter [Электронный ресурс] / R. Ramesh, U. Subathra, M. Ananthi – Режим доступа: http://www.ijera.com/papers/Vol4_issue3/Version%206/M43067982.pdf., свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 17.05.2017).

21. Wireless Power Transfer [Электронный ресурс] / Abhijeet Orke, Arvind Rathod, Monali Waghmare, Vishakha Sahane, Pravin Sagoriya, – Режим доступа : http://www.ijera.com/papers/Vol4_issue3/Version%206/M43067982.pdf., свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 17.05.2017).

22. Improving Power System Transient Stability with Static Synchronous Series Compensator [Электронный ресурс] / Prechanon Kumkratug – Режим доступа : <http://thescipub.com/PDF/ajassp.2011.77.81.pdf>., свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 17.05.2017).

23. High-Power Transformer-Less Wind Energy Conversion System with Permanent Magnet Wind Generator [Электронный ресурс] / M. Ranjith Kumar, D. Kumaraswamy – Режим доступа : <http://www.ijesrt.com/issues%20pdf%20file/Archives-2014/September-2014/35.pdf>., свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 17.05.2017).
24. Wadhva, C. L. Electrical power systems (7th ed.)/ C. L. Wadhva – 7th ed - New Age International Publishers, 2016. – 970 p.
25. Rajput, Er. R.K. A Textbook of Power System Engineering / Er. R.K. Rajput – 2 ed - Laxmi Publications, 2015. – 1174 p.
26. Gowda, H.N.S. Power Transformers Technology and Practice / H.N.S. Gowda, P. Ramachandran - HNS Gowda, 2014. – 826 p.
27. Padilla, E. Substation Automation Systems: Design and Implementation / E. Padilla - Wiley-Blackwell, 2015. – 304 p.
28. Koch, H. J. Gas Insulated Substations / H. J. Koch - Wiley-Blackwell, 2014. – 490 p.