

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ 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, специальности)

Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений  
(направленность (профиль)/специализация)

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Электрооборудование и электрохозяйство аммиачного производства»

Студент

А.С. Саксонов

(И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

Руководитель

Д.А. Кретов

(И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

Консультант

А.В. Кириллова

(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)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Тольятти 2018

## **Аннотация**

В выпускной квалификационной работе выполнен проект реконструкции системы электроснабжения аммиачного производства химического завода. Предприятие расположено в городе Новомосковск, Тульской области. Проведены расчеты электрических нагрузок до и после реконструкции, произведен выбор высоковольтных двигателей, распределительных трансформаторов цеховых подстанций, кабелей, электрических аппаратов, выполнены расчеты токов короткого замыкания, заземления. Проект предусматривает перевод системы электроснабжения аммиачного производства с напряжения 6 кВ на напряжение 10 кВ. Для обоснования эффективности перевода системы электроснабжения на напряжение 10 кВ выполнен расчет технико-экономической эффективности.

Выпускная квалификационная работа состоит из текстовой и графической части. Текстовая часть представлена в виде пояснительной записки выполненной на 58 страницах, содержит 20 таблицы, 2 рисунка. Список используемых источников включает в себя 25 наименований, в том числе 5 - на английском языке.

Графическая часть выполнена на 6 чертежах формата А1.

## **Abstract**

The title of the graduation project is «Electrical equipment and facility of the ammoniac enterprise». The aim of the work is to improve power supply system of the chemical plant. The enterprise is located in Novomoskovsk, Tula region.

We start with the statement of the problem and then logically pass over to its possible solutions.

There were made the calculations of electrical loads before and after the reconstruction. We also chose new high-voltage motors, distribution transformers shop substations, cables, electrical apparatuses and grounding. And in this work, we transfer power supply 6 kV voltage to 10 kV voltage. To justify the electricity supply transfer efficiency of to 10 kV we perform a calculation of a technical and economic efficiency.

The graduation work consists of an explanatory note on 58 pages, including 2 figures, 20 tables, the list of 25 references including 5 foreign sources and 2 appendices, the graphic part on 6 A1 sheets. It includes a plan-sectional view of an electrical circuit distribution centers switch cell, a plan of distribution paragraph, a plan-sectional view of the workshop transformer substation, structural diagram of ammonia production.

In the project of reconstruction the most new electrical equipment was chosen, which meets the modern standards of safety in the operation of electrical installations.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	5
1 Краткая характеристика объекта реконструкции .....	7
2 Расчет электрических нагрузок аммиачного производства до реконструкции .....	9
3 Выбор напряжения системы электрооборудования и электрохозяйства аммиачного производства .....	16
4 Расчет электрических нагрузок после реконструкции аммиачного производства .....	18
5 Выбор высоковольтных электродвигателей .....	23
6 Выбор распределительных трансформаторов .....	27
7 Выбор кабелей .....	30
8 Расчет токов короткого замыкания .....	34
9 Выбор электрических аппаратов .....	38
10 Расчет заземления .....	44
11 Технико-экономическая эффективность .....	47
12 Монтаж электрооборудования .....	53
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	56
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	58

## ВВЕДЕНИЕ

Со временем эксплуатируемое электрооборудование систем электрооборудования и электрохозяйства промышленных предприятий подвергается моральному и физическому износу вследствие истощения своего ресурса. Для того чтобы повысить эффективность работы системы электрооборудования и электрохозяйства проводятся работы по их реконструкции и модернизации.

Имеющееся электрооборудование аммиачного производства предприятия химической промышленности расположенного в городе Новомосковске, морально и физически изношено. Это влечет за собой повышенные потери активной мощности в системе электрооборудования и электрохозяйства, высокую стоимость и сложность обслуживания электрооборудования, высокий уровень опасности для жизни персонала обслуживающего электрохозяйство аммиачного производства химического завода, а также угрозу для нормальной эксплуатации технологических установок и окружающей среды.

Реконструкция системы электрооборудования и электрохозяйства аммиачного производства позволит повысить эффективность и надежность системы электроснабжения, а также позволит значительно снизить эксплуатационные затраты вследствие:

- повышения класса напряжения системы электроснабжения с 6 до 10 кВ;
- применения сухих распределительных трансформаторов вместо масляных;
- применения вакуумных выключателей вместо масляных;
- применения комплектных трансформаторных подстанций (ТП) и распределительных пунктов (РП);
- замены высоковольтных электродвигателей класса 6 кВ на высоковольтные электродвигатели класса напряжения 10 кВ.

Целью выпускной квалификационной работы является выполнение проекта реконструкции системы электрооборудования и электрохозяйства аммиачного производства химического завода.

Для достижения поставленной в выпускной квалификационной работе цели необходимо решить следующие задачи реконструкции:

- провести расчеты электрических нагрузок до и после реконструкции;
- перевести систему электрооборудования и электрохозяйства аммиачного производства с напряжения 6 кВ на 10 кВ;
- провести выбор высоковольтных электродвигателей;
- провести выбор распределительных трансформаторов, отдавая предпочтение сухим трансформаторам;
- провести выбор кабелей;
- провести расчет токов короткого замыкания;
- выполнить расчет заземления;
- провести выбор выключателей, отдавая предпочтение вакуумным выключателям, выбор измерительных трансформаторов, отдавая предпочтение трансформаторам с литой изоляцией.

## 1 Краткая характеристика объекта реконструкции

Объектом реконструкции является электрооборудование и электрохозяйство аммиачного производства химического завода расположенного в городе Новомосковск Тульской области.

Рассматриваемый в выпускной квалификационной работе химический завод занимается выпуском такой продукции, как:

- аммиак,
- водород,
- карбамид,
- аммиачная селитра,
- метанол и др.

Химический завод включает в себя следующие производства:

- аммиачное,
- водородное,
- метанола,
- вспомогательные цеха (ремонтно-механический, электроснабжения, теплосиловой).

Реконструируемое аммиачное производство химического завода включает в себя следующие цехи: аммиачной селитры, карбамида, азотной кислоты, конверсии.

Аммиачное производство рассматриваемого химического завода относится к энергоемким, большинство потребителей относятся к первой категории по надежности электроснабжения. Электрооборудованию и электрохозяйству аммиачного производства должно уделяться большое внимание, так как подавляющему большинству технологических агрегатов для работы требуется электроэнергия, а так же выход из строя конкретного технологического агрегата может за собой повлечь угрозу для жизни персонала и целостно-

сти технологического процесса, в котором участвует агрегат, вышедший из строя.

Существующая система электроснабжения аммиачного производства представлена девятью распределительными пунктами (РП) напряжением 6 кВ: РП 67; РП 61; РП 65; РП 14; РП 17; РП 5; РП 13; РП 3; РП 4. Получают питание эти РП от трех подстанций глубокого ввода (ПГВ): ПГВ 1; ПГВ 2; ПГВ 3. Данные подстанции глубокого ввода запитаны от ПС 500 кВ «Михайловская» относящейся к ПАО «ФСК ЕЭС». От самих РП получают питание цеховые трансформаторные подстанции (ТП) и высоковольтные электроприемники (высоковольтные синхронные и асинхронные двигатели).

## 2 Расчет электрических нагрузок аммиачного производства до реконструкции

Расчетные электрические нагрузки являются исходными данными для проектирования. По полученным в расчете электрических нагрузок данным проводится выбор электрооборудования: трансформаторов цеховых подстанций, кабелей, электрических аппаратов.

Расчет нагрузок ведется согласно [1].

В качестве примера приведем расчет электрических нагрузок распределительного пункта 5 (РП 5).

Для расчета электрических нагрузок на первом этапе необходимо определить установленную активную мощность группы электроприемников (ЭП):

$$P=n \cdot p_n, \quad (2.1)$$

где,  $n$  – число ЭП в группе;

$p_n$  – установленная мощность одного ЭП в группе, кВт.

Определим установленную мощность группы высоковольтных асинхронных электродвигателей (АД) подключенных к сборным шинам распределительного пункта 5 по выражению (2.1):

$$P=2 \cdot 630=1260 \text{ кВт.}$$

Затем определяется среднесменная активная нагрузка группы высоковольтных АД:

$$P_c=K_n \cdot P, \quad (2.2)$$

где,  $K_n$  – коэффициент использования, для данных асинхронных двигателей принимается равным 0,8.

Среднесменная активная нагрузка группы высоковольтных асинхронных двигателей для распределительного пункта 5 по выражению (2.2):

$$P_c=0,8 \cdot 1260=1008 \text{ кВт.}$$

Теперь необходимо определить среднесменную реактивную нагрузку рассматриваемых асинхронных двигателей

$$Q_c = K_{\text{и}} \cdot P \cdot \text{tg}\varphi, \quad (2.3)$$

где,  $\text{tg}\varphi$  – принимается равным 0,51

Среднесменная реактивная нагрузка рассматриваемых асинхронных двигателей по выражению (2.3):

$$Q_c = 0,8 \cdot 1260 \cdot 0,51 = 514,08 \text{ квар.}$$

Для остальных ЭП расчет проводится согласно представленной методике, результаты расчетов представлены в таблице 2.1.

Теперь выполним расчет электрических нагрузок в целом по распределительному пункту. Сначала необходимо определить по справочным таблицам [1] коэффициент максимума. Коэффициент максимума определяется в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и числа присоединений на шинах рассматриваемого распределительного пункта. Согласно данным [1] принимаем коэффициент максимума равным 0,95.

Для определения среднесменных активной и реактивной нагрузок на шинах РП используются выражения:

$$\Sigma P_c = K_M \cdot P_c, \quad (2.4)$$

$$\Sigma Q_c = K_M \cdot Q_c, \quad (2.5)$$

где,  $\Sigma P_c$  – активная нагрузка в целом по РП, кВт;

$\Sigma Q_c$  – реактивная нагрузка в целом по РП, квар;

$K_M$  – коэффициент максимума.

Для шин распределительного пункта 5 согласно (2.4, 2.5) определим значения среднесменных активной и реактивной нагрузок:

$$\Sigma P_c = 0,95 \cdot 4943,95 = 4696,75 \text{ кВт,}$$

$$\Sigma Q_c = 0,95 \cdot 2802,97 = 2662,82 \text{ квар.}$$

Для определения расчетной полной мощности используется выражение:

$$S_p = \overline{\Sigma P_c + \Sigma Q_c}, \quad (2.6)$$

где,  $S_p$  – расчетная полная мощность, кВА

Теперь определим расчетную полную мощность по выражению (2.6):

$$S_p = \overline{4696,75 + 2662,82} = 5399,08 \text{ кВА}$$

Определяем ток на сборных шинах распределительного пункта 5:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (2.7)$$

где,  $U$  – напряжение на шинах рассматриваемого РП, кВ.

Определим ток на сборных шинах по выражению (2.7):

$$I_p = \frac{5399,08}{\sqrt{3} \cdot 6} = 520,14 \text{ А}$$

Расчет нагрузок по остальным распределительным пунктам и подстанциям глубокого ввода выполняются аналогично. Расчетные нагрузки приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Расчетные электрические нагрузки

Исходные данные						Расчетные величины		Коэффициент расчетной нагрузки	Расчетная мощность			Расчетный ток, А
по заданию технологов				по справочным данным		$K_n \cdot P_n$	$K_n \cdot P_n \cdot \text{tg}\phi$		активная, кВт	реактивная, квар	полная, кВА	
Наименование ЭП	Количество ЭП, шт.*	Номинальная (установленная) мощность, кВт		коэффициент использования	коэффициент реактивной мощности							
		одного ЭП	общая									
1	2	3	4	5	6	7	8	11	12	13	14	15
РП-67												
ТП 67	1		1305,632	0,57	0,85/0,62	744,21	461,4102	0,8	1459,368	783,8482	1656,5545	159,591
АД 400	3	400	1200	0,9	0,9/0,48	1080	518,4					
Σ	4	400	2505,632	0,728044		1824,21	979,8102					
РП-61												
ТП 68	1		1718,941	0,68	0,86/0,59	1168,88	689,6392	0,95	8450,241	4519,21	9582,788	923,1973
ТП 62	1		1667,212	0,66	0,87/0,57	1100,36	627,2052					
ТП 63	1		2015,222	0,54	0,85/0,62	1088,22	674,6964					
ТП 64	1		1500,961	0,77	0,89/0,51	1155,74	589,4274					
ТП 61	2		1772,075	0,67	0,87/0,57	1187,29	676,7553					
АД 630	3	630	1890	0,9	0,91/0,46	1701	782,46					
АД 1250	1	1250	1250	0,91	0,9/0,48	1137,5	546					
АД 400	1	400	400	0,89	0,9/0,48	356	170,88					
Σ	11		12214,41	0,7282373		8894,99	4757,064					

Продолжение таблицы 2.1

ПП-65												
ТП 81	1		333,5	0,56	0,87/0,57	186,76	106,4532	0,9	1302,039	729,0056	1492,2314	143,7603
ТП 82	1		1053,06	0,67	0,85/0,62	705,55	437,441					
АД 630	1	630	630	0,88	0,9/0,48	554,4	266,112					
Σ	3	630	2016,56	0,7174149		1446,71	810,0062					
ПГВ-1												
РП 61	1		7691,56	0,73		8450,241	4519,21	1	16913,18	9389,428	19344,687	1863,65
РП 65	1		12578,38	0,72		1302,039	729,0056					
РП 67	1		1635,67	0,73		1459,368	783,8482					
ТП 52	1		2178,727	0,55	0,85/0,62	1198,3	742,946					
ТП 53	1		1711,284	0,67	0,85/0,62	1146,56	710,8672					
ТП 57	1		1828,7	0,6	0,89/0,51	1097,22	559,5822					
ТП 71	1		1602,549	0,71	0,87/0,57	1137,81	648,5517					
ТП 72	1		1515,73	0,74	0,85/0,62	1121,64	695,4168					
Σ	8		30742,6	0,55		16913,18	9389,428					
ПП-14												
ТП 14	1		1735,781	0,64	0,85/0,62	1110,9	688,758	0,9	3734,55	2003,641	4238,0941	408,2942
ТП 47	1		1966,607	0,56	0,86/0,59	1101,3	649,767					
АД 320	2	320	640	0,8	0,89/0,51	512	261,12					
АД 630	3	630	1890	0,8	0,9/0,48	1512	725,76					
АД 340	1	340	340	0,8	0,89/0,51	272	138,72					
АД 295	1	295	295	0,8	0,89/0,51	236	120,36					
Σ	9	1585	6867,388	0,6908303		4744,2	2584,485					

Продолжение таблицы 2.1

ПП-17												
ТП 17	1		1949,77	0,61	0,85/0,62	1189,36	737,4032	0,95	4826,342	2518,035	5443,7191	524,4431
СД 1250	2	1250	2500	0,95	0,9/0,48	2375	1140					
АД 320	5	320	1600	0,8	0,89/0,51	1280	652,8					
АД 295	1	295	295	0,8	0,89/0,51	236	120,36					
Σ	9	1865	6344,77	0,8007161		5080,36	2650,563					
ПП-5												
ТП 11	1		2952,05	0,6	0,85/0,62	1771,23	1098,163	0,95	4696,753	2662,823	5399,0841	520,143
ТП 8	1		2676,593	0,54	0,87/0,57	1445,36	823,8552					
ТП 5	1		1498,667	0,48	0,89/0,51	719,36	366,8736					
ТП 7	1		1437,216	0,51	0,86/0,59	732,98	432,4582					
АД 630	2	630	1260	0,8	0,89/0,51	1008	514,08					
Σ	6	630	8387,309	0,589456		4943,95	2802,971					
ПГВ-2												
РП 14	1		6867,388	0,7		3734,55	2003,641	1	17152,62	7184,499	18596,493	1791,57
РП 17	1		6344,77	0,82		4826,342	2518,035					
РП 5	1		8387,309	0,6		4696,753	2662,823					
АД 1600	2	1600	3200	0,88	0,91/0,46	2816	1295,36					
ТП 33	1		2202	0,49	0,87/0,57	1078,98	615,0186					
Σ	6		27001,47	0,6352478		17152,62	7184,499					

Продолжение таблицы 2.1

РП-13												
ТП 13	1		2603,705	0,44	0,85/0,62	1145,63	710,2906	0,9	6525,477	3330,46	7326,2412	705,8036
СД 1000	4	1000	4000	0,8	0,9/0,48	3200	1536					
АД 210	4	210	840	0,92	0,88/0,54	772,8	417,312					
АД 250	2	250	500	0,9	0,89/0,51	450	229,5					
АД 630	3	630	1890	0,89	0,9/0,48	1682,1	807,408					
Σ	14		9833,705	0,7373142		7250,53	3700,511					
РП-3												
ТП 3	1		1674,133	0,45	0,87/0,57	753,36	429,4152	0,95	10150,62	5335,627	11467,517	1104,77
ТП 6	1		1723,333	0,69	0,85/0,62	1189,1	737,242					
АД 1600	6	1600	9600	0,88	0,89/0,51	8448	4308,48					
АД 320	1	320	320	0,92	0,9/0,48	294,4	141,312					
Σ	9	1920	13317,47	0,8023193		10684,86	5616,449					
РП-4												
ТП 7	1		2304,412	0,51	0,86/0,59	1175,25	693,3975	1	8215,25	4706,198	9467,7678	912,1164
АД 1600	5	1600	8000	0,88	0,87/0,57	7040	4012,8					
Σ	7	1600	10304,41	0,7972556		8215,25	4706,198					
ПГВ-3												
РП 13	1		6525,477	0,74		6525,477	3330,46	1	28103,46	13372,28	31122,703	2998,334
РП 3	1		10150,62	0,80		10150,62	5335,627					
РП 4	1		8215,25	0,80		8215,25	4706,198					
ТП 24	1		1802,23	0,61	0,89/0,51	1099,36	560,6736					
ТП 9	1		1627,507	0,69	0,85/0,62	1122,98	696,2476					
ТП 10	1		1706,517	0,58	0,87/0,57	989,78	564,1746					
Σ	3		30027,6	0,94		28103,46	13372,28					

### 3 Выбор напряжения системы электрооборудования и электрохозяйства аммиачного производства

В процессе проектирования предполагается рассмотреть возможность перевода распределительных электрических сетей аммиачного производства химического предприятия с напряжения 6 кВ на напряжение 10 кВ. Повышение класса напряжения позволяет:

- снизить ток в кабельных линиях и на шинах подстанций и распределительных пунктов;
- снизить сечение кабелей и сборных шин цеховых трансформаторных подстанций и распределительных пунктов;
- снизить активные потери мощности в системе электрооборудования и электрохозяйства аммиачного производства;
- снизить падение напряжения в кабельных линиях заводских распределительных сетей;
- снизить эксплуатационные затраты на обслуживание системы электрооборудования и электрохозяйства аммиачного производства химического завода.

Другие преимущества класса напряжения 10 кВ перед классом 6 кВ описаны в [2]

Покажем на расчетном примере, как изменятся потери в кабельной линии подходящей к самому загруженному распределительному пункту 3 при переходе на напряжение 10 кВ. Методика расчета взята из [3].

Активные потери определяются следующим выражением:

$$\Delta P = \frac{P^2 + jQ^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot r, \quad (3.1)$$

где,  $P$  – активная мощность передаваемая через линию, кВт;

$Q$  – реактивная мощность передаваемая через линию, квар;

$r$  – активное сопротивление линии, Ом;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение, кВ.

Определим активные потери при напряжении 6 кВ по выражению (3.1):

$$\Delta P = \frac{10150,62^2 + j5335,62^2}{6^2} \cdot 0,0075 = 2750 \text{ Вт},$$

Определим активные потери при напряжении 10 кВ по (3.1):

$$\Delta P = \frac{10150,62^2 + j5335,62^2}{10^2} \cdot 0,0075 = 990 \text{ Вт}.$$

Теперь определим потери напряжения при напряжениях 6 кВ и 10 кВ по выражению:

$$\Delta U = \frac{P \cdot r}{U_{\text{ном}}} \cdot l, \quad (3.2)$$

где,  $l$  – длина кабельной линии, км

$$\Delta U = \frac{10150,62 \cdot 0,054 + 5335,62 \cdot 0,019}{6} \cdot 0,26 = 28,14 \text{ В}$$

$$\Delta U = \frac{10150,62 \cdot 0,054 + 5335,62 \cdot 0,019}{10} \cdot 0,26 = 16,88 \text{ В}$$

Как можно видеть из расчета, при напряжении 10 кВ активные потери по сравнению с напряжением 6 кВ снизились на 67 %, а потери напряжения снижаются на 40 %.

Из выше сказанного можно сделать вывод, что переход на напряжение 10 кВ с напряжения 6 кВ позволит поднять эффективность работы системы электрооборудования и электрохозяйства аммиачного производства химического завода, так как потери активной мощности и напряжения значительно ниже чем при напряжении 6 кВ.

Перевод распределительной сети аммиачного производства с напряжения 6 кВ на напряжение 10 кВ потребует замены высоковольтных двигателей, участвующих в технологическом процессе на предприятии, данный вопрос будет рассмотрен в п. 5.

Так же потребуется замена всех распределительных трансформаторов, питающих кабелей, электрических аппаратов. Данные вопросы выбора будут рассмотрены далее в п. 6, п. 7 и п. 9.

#### **4 Расчет электрических нагрузок после реконструкции аммиачного производства**

При переходе на напряжение 10 кВ, как было отмечено ранее в п. 3, изменится ток на шинах распределительных пунктов, цеховых трансформаторных подстанций и в кабельных линиях. При этом мощности электроприемников не изменяются. Проведем расчет электрических нагрузок после реконструкции аммиачного производства химического завода с условием перехода на напряжение 10 кВ.

Для рассмотренного примера расчета в п. 2 распределительного пункта 5 ток на шинах определяется согласно выражению (2.7):

$$I_p = \frac{5399,08}{3 \cdot 10,5} = 297,2 \text{ А}$$

Как можно видеть, сила тока при напряжении 10 кВ ниже, чем при напряжении 6 кВ ( $I_p = 520,143 \text{ А}$ ) на 43 %.

Расчет электрических нагрузок выполнен согласно методике представленной в п. 2, результаты расчета сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Расчет электрических нагрузок после реконструкции и перехода на напряжение 10 кВ

Исходные данные						Расчетные величины		Коэффициент расчетной нагрузки	Расчетная мощность			Расчетный ток, А
по заданию технологов				по справочным данным		$K_u \cdot P_u$	$K_u \cdot P_u \cdot \text{tg}\varphi$		активная, кВт	реактивная, квар	полная, кВ·А	
Наименование ЭП	Количество ЭП, шт.*	Номинальная (установленная) мощность, кВт*		коэффициент использования	коэффициент реактивной мощности							
		одного ЭП	общая									
1	2	3	4	5	6	7	8	11	12	13	14	15
ПП-67												
ТП 67	1		1305,632	0,57	0,85/0,62	744,21	461,4102	0,8	1459,368	783,8482	1656,5545	91,19485
АД 400	3	400	1200	0,9	0,9/0,48	1080	518,4					
Σ	5	400	2505,632	0,728044		1824,21	979,8102					
ПП-61												
ТП 68	1		1718,941	0,68	0,86/0,59	1168,88	689,6392	0,95	8450,241	4519,21	9582,788	527,5413
ТП 62	1		1667,212	0,66	0,87/0,57	1100,36	627,2052					
ТП 63	1		2015,222	0,54	0,85/0,62	1088,22	674,6964					
ТП 64	1		1500,961	0,77	0,89/0,51	1155,74	589,4274					
ТП 61	2		1772,075	0,67	0,87/0,57	1187,29	676,7553					
АД 630	3	630	1890	0,9	0,91/0,46	1701	782,46					
АД 1250	1	1250	1250	0,91	0,9/0,48	1137,5	546					
АД 400	1	400	400	0,89	0,9/0,48	356	170,88					
Σ	11		12214,41	0,7282373		8894,99	4757,064					

Продолжение таблицы 4.1

ПП-65												
ТП 81	1		333,5	0,56	0,87/0,57	186,76	106,4532	0,9	1302,039	729,0056	1492,2314	82,14872
ТП 82	1		1053,06	0,67	0,85/0,62	705,55	437,441					
АД 630	1	630	630	0,88	0,9/0,48	554,4	266,112					
Σ	5	630	2016,56	0,7174149		1446,71	810,0062					
ПГВ-1												
РП 61	1		7691,56	0,73		8450,241	4519,21	1	16913,18	9389,428	19344,687	1064,943
РП 65	1		12578,38	0,72		1302,039	729,0056					
РП 67	1		1635,67	0,73		1459,368	783,8482					
ТП 52	1		2178,727	0,55	0,85/0,62	1198,3	742,946					
ТП 53	1		1711,284	0,67	0,85/0,62	1146,56	710,8672					
ТП 57	1		1828,7	0,6	0,89/0,51	1097,22	559,5822					
ТП 71	1		1602,549	0,71	0,87/0,57	1137,81	648,5517					
ТП 72	1		1515,73	0,74	0,85/0,62	1121,64	695,4168					
Σ	3		30742,6	0,55		16913,18	9389,428					
ПП-14												
ТП 14	1		1735,781	0,64	0,85/0,62	1110,9	688,758	0,9	3734,55	2003,641	4238,0941	244,9765
ТП 47	1		1966,607	0,56	0,86/0,59	1101,3	649,767					
АД 320	2	320	640	0,8	0,89/0,51	512	261,12					
АД 630	3	630	1890	0,8	0,9/0,48	1512	725,76					
АД 340	1	340	340	0,8	0,89/0,51	272	138,72					
АД 295	1	295	295	0,8	0,89/0,51	236	120,36					
Σ	9	1585	6867,388	0,6908303		4744,2	2584,485					

Продолжение таблицы 4.1

ПП-17												
ТП 17	1		1949,77	0,61	0,85/0,62	1189,36	737,4032	0,95	4826,342	2518,035	5443,7191	299,6818
СД 1250	2	1250	2500	0,95	0,9/0,48	2375	1140					
АД 320	5	320	1600	0,8	0,89/0,51	1280	652,8					
АД 295	1	295	295	0,8	0,89/0,51	236	120,36					
Σ	9	1865	6344,77	0,8007161		5080,36	2650,563					
ПП-5												
ТП 11	1		2952,05	0,6	0,85/0,62	1771,23	1098,163	0,95	4696,753	2662,823	5399,0841	297,2246
ТП 8	1		2676,593	0,54	0,87/0,57	1445,36	823,8552					
ТП 5	1		1498,667	0,48	0,89/0,51	719,36	366,8736					
ТП 7	1		1437,216	0,51	0,86/0,59	732,98	432,4582					
АД 630	2	630	1260	0,8	0,89/0,51	1008	514,08					
Σ	6	630	8387,309	0,589456		4943,95	2802,971					
ПГВ-2												
РП 14	1		6867,388	0,7		3734,55	2003,641	1	17152,62	7184,499	18596,493	1023,754
РП 17	1		6344,77	0,82		4826,342	2518,035					
РП 5	1		8387,309	0,6		4696,753	2662,823					
АД 1600	2	1600	3200	0,88	0,91/0,46	2816	1295,36					
ТП 33	1		2202	0,49	0,87/0,57	1078,98	615,0186					
Σ			27001,47	0,6352478		17152,62	7184,499					
ПП-13												
ТП 13	1		2603,705	0,44	0,85/0,62	1145,63	710,2906	0,9	6525,477	3330,46	7326,2412	403,3163
СД 1000	4	1000	4000	0,8	0,9/0,48	3200	1536					
АД 210	4	210	840	0,92	0,88/0,54	772,8	417,312					
АД 250	2	250	500	0,9	0,89/0,51	450	229,5					
АД 630	3	630	1890	0,89	0,9/0,48	1682,1	807,408					

Продолжение таблицы 4.1

Σ	14		9833,705	0,7373142		7250,53	3700,511					
РП-3												
ТП 3	1		1674,133	0,45	0,87/0,57	753,36	429,4152	0,95	10150,62	5335,627	11467,517	631,2974
ТП 6	1		1723,333	0,69	0,85/0,62	1189,1	737,242					
АД 1600	6	1600	9600	0,88	0,89/0,51	8448	4308,48					
АД 320	1	320	320	0,92	0,9/0,48	294,4	141,312					
Σ	9	1920	13317,47	0,8023193		10684,86	5616,449					
РП-4												
ТП 7	1		2304,412	0,51	0,86/0,59	1175,25	693,3975	1	8215,25	4706,198	9467,7678	521,2093
АД 1600	5	1600	8000	0,88	0,87/0,57	7040	4012,8					
Σ	7	1600	10304,41	0,7972556		8215,25	4706,198					
ПГВ-3												
РП 13	1		6525,477	0,74		6525,477	3330,46	1	28103,46	13372,28	31122,703	1713,334
РП 3	1		10150,62	0,80		10150,62	5335,627					
РП 4	1		8215,25	0,80		8215,25	4706,198					
ТП 24	1		1802,23	0,61	0,89/0,51	1099,36	560,6736					
ТП 9	1		1627,507	0,69	0,85/0,62	1122,98	696,2476					
ТП 10	1		1706,517	0,58	0,87/0,57	989,78	564,1746					
Σ	3		30027,6	0,94		28103,46	13372,28					

## 5 Выбор высоковольтных электродвигателей

Высоковольтные синхронные и асинхронные электродвигатели применяются в технологических агрегатах потребляющих большую мощность (100 – 5000 кВт). Как правило, рабочее напряжение таких двигателей обычно принимается 6 – 10 кВ (ранее применялось напряжение 3 кВ). Применение такого напряжения вызвано тем, что при таких больших значениях мощностей ток будет небольшим, а соответственно цена и габаритные размеры таких двигателей будут относительно не велики, а также нагрев обмотки статора не будет вызывать тепловое разрушение изоляции.

Существенными недостатками высоковольтных синхронных и асинхронных электродвигателей являются: повышенный уровень изоляции и применение напряжения имеющего опасное значение для жизни человека.

Как говорилось ранее в п. 3, в процессе проектирования предполагается переход от класса напряжения 6 кВ к классу напряжения 10 кВ. Соответственно появляется необходимость замены высоковольтных электродвигателей класса напряжения 6 кВ на высоковольтные электродвигатели класса напряжения 10 кВ с сохранением таких параметров как механическая мощность, частота вращения, номинальный момент и т.п. В данном пункте проводится выбор электродвигателей класса напряжения 10 кВ.

Выбор высоковольтных двигателей производится в соответствии с требованиями главы 5.3 Правил устройства электроустановок [4]. При выборе синхронных и асинхронных двигателей использована информация из

Выбор электродвигателей осуществляется в соответствии с требованиями: [5] и [6]

- 1) электрические и механические параметры электродвигателей должны соответствовать параметрам приводимых во вращение механизмов;
- 2) электродвигатели, устанавливаемые в помещениях с нормальной средой должны иметь исполнение IP00 или IP20;

3) электродвигатели, устанавливаемые на открытом воздухе должны иметь исполнение не менее IP44;

4) электродвигатели, устанавливаемые в помещениях с химически активными парами и газами должны иметь исполнение не менее IP44;

К установке принимаются синхронные и асинхронные двигатели на напряжение 10 кВ. Такие двигатели имеют ряд преимуществ по сравнению с аналогами, рассчитанными на напряжение 6 кВ:

- потребляемый ток двигателем напряжением 10 кВ гораздо ниже, чем у двигателя на напряжение 6 кВ при той же мощности;
- снижается нагрев обмотки статора;
- снижаются потери активной мощности в обмотке статора электродвигателя;
- меньшее сечение проводников обмотки, по сравнению с аналогом той же мощности на напряжение 6 кВ;
- Меньшая масса по сравнению с аналогом той же мощности на напряжение 6 кВ.

К установке принимаются асинхронные двигатели серий ДА304 производства российской компании ОАО «Русэлпром» расположенной в городе Санкт-Петербург, а так же двигатели производства Немецкой компании «Siemens». Так же в качестве синхронных двигателей выбраны двигатели серий СТД, ДСВ производства российской компании ОАО «Русэлпром». Паспортные данные выбранных электродвигателей и места их установки и вращаемый технологический агрегат представлены в таблицах 5.1-5.4.

Таблица 5.1 – Выбираемые высоковольтные электродвигатели серии ДАЗ04

РП	Наименование	Тип	Мощность, кВт	Частота вращения, об / мин	Напряжение, В	Вращаемый механизм
67	АД 1	АД	400	1500	10000	Циркуляционный насос
	АД 2	АД	400	1500	10000	Циркуляционный насос
	АД 3	АД	400	1500	10000	Циркуляционный насос
61	ДВ 1	АД	630	750	10000	Вентилятор
	ДВ 2	АД	630	750	10000	Вентилятор
	АД 1	АД	1250	1000	10000	Аммиачный насос
65	АД 2	АД	400	1000	10000	Аммиачный насос
	АД 1	АД	630	1500	10000	Газодувка
14	АД 1	АД	630	1000	10000	Насос
14	АД 2	АД	320	1500	10000	Циркуляционный насос
	АД 3	АД	630	1500	10000	Конденсатный насос
	АД 6	АД	295	750	10000	Вентилятор
	АД 7	АД	295	750	10000	Вентилятор
	АД 2	АД	320	1500	10000	Конденсатный насос
	АД 3	АД	320	1000	10000	Дымосос
	АД 4	АД	320	1000	10000	Дымосос
	АД 5	АД	320	1000	10000	Дымосос
	АД 6	АД	295	750	10000	Вентилятор
	АД 1	АД	630	750	10000	Вентилятор
	ДВ 1	АД	210	1500	10000	Агрегатный насос
	ДВ 2	АД	250	1000	10000	Вентилятор
	ДВ 3	АД	210	1500	10000	Агрегатный насос
	ДВ 4	АД	250	1000	10000	Агрегатный насос
	ДВ-5	АД	210	1500	10000	Агрегатный насос
	ДВ 6	АД	210	1500	10000	Агрегатный насос
	ДН 1	АД	630	1500	10000	Водный насос
	ДН 2	АД	630	1500	10000	Водный насос
	ДН 3	АД	630	1500	10000	Водный насос
	АД 4	АД	320	1000	10000	Дымосос

Таблица 5.2 – Выбираемые высоковольтные электродвигатели серии ДСВ

РП	Наименование	Тип	Мощность, кВт	Частота вращения, об/мин	Напряжение, В	Вращаемый механизм
13	СД 1	СД	1000	3000	10000	Компрессор
	СД 2	СД	1000	600	10000	Циркуляционный насос

Таблица 5.3 – Выбираемые высоковольтные электродвигатели серии  
СТД

17	СД 3	СД	1250	3000	10000	Газодувка
	СД 4	СД	1250	3000	10000	Газодувка

Таблица 5.4 Выбираемые высоковольтные электродвигатели производ-  
ства Siemens

РП	Наимено- вание	Тип	Мощ- ность, кВт	Частота враще- ния, об/мин	Напряже- ние, В	Вращаемый механизм
14	АД 5	АД	630	750	10000	Вентилятор
ГПП 2	АД 3	АД	1600	1500	10000	Циркуляционный насос
3	ТК 1	АД	1600	1500	10000	Газодувка
	ТК 2	АД	1600	1500	10000	Газодувка
3	ТК 3	АД	1600	1500	10000	Газодувка
	ТК 4	АД	1600	1500	10000	Газодувка
	ТК 5	АД	1600	1500	10000	Газодувка
	ТК 6	АД	1600	1500	10000	Газодувка
4	ТК 6	АД	1600	1500	10000	Компрессор
	ТК 7	АД	1600	1500	10000	Компрессор
	ТК 8	АД	1600	1500	10000	Компрессор
	ТК 9	АД	1600	1500	10000	Компрессор
	ТК 10	АД	1600	1500	10000	Компрессор

## **6 Выбор распределительных трансформаторов**

Распределительные трансформаторы являются источниками питания для цеховых электроприемников напряжением 0,4 кВ [7]. Как правило, такими электроприемниками являются разнообразные синхронные и асинхронные двигатели, электрическое освещение, электротермические установки, бытовые электроприборы и т. д. Выбор трансформаторов проводится по следующим параметрам:

- мощности;
- напряжению;
- исполнению и т.д.

При выборе распределительных трансформаторов предполагается отдавать предпочтение сухим распределительным трансформаторам с литой изоляцией типа ТСЛ производства российской компании АО «Группа СВЭЛ» расположенной городе Екатеринбург. При производстве сухих трансформаторов применяются технологии описанные в [8]. Установка сухих трансформаторов с литой изоляцией рекомендуется в местах с высоким классом по пожароопасности. Применение сухих трансформаторов с литой изоляцией позволяет значительно снизить риск возникновения пожара, снизить эксплуатационные затраты. Цеховые трансформаторные подстанции с сухими трансформаторами допускается встраивать и пристраивать в цеха с высоким классом по пожароопасности, а это в свою очередь позволяет снизить плотность застройки производственной площадки промышленного предприятия. Большим преимуществом сухих трансформаторов перед масляными является отсутствие масляной системы охлаждения. Это означает, что при эксплуатации сухих трансформаторов исключаются расходы на закупку, хранение и регенерацию трансформаторного масла. А также упрощается обслуживание цеховых трансформаторных подстанций.

Для выбора трансформаторов цеховых подстанций необходимо по расчетным нагрузкам, определенным в п. 4 с учетом коэффициента перегрузки при отключении одного трансформатора и коэффициента мощности определить необходимую мощность трансформаторов. Проведем выбор распределительных трансформаторов по методике, предоставленной в [9]

Необходимая мощность трансформаторов определяется по следующему выражению:

$$S_{\text{НОМ}} \geq \frac{P_p}{k_{\text{пер}} \cdot (n-1) \cdot \cos\varphi} \quad (6.1)$$

где,  $P_p$  – расчетная активная мощность на шинах цеховой ТП, кВт;

$k_{\text{пер}}$  – перегрузочная способность трансформатора;

$n$  – число трансформаторов;

Определим необходимую мощность трансформаторов подстанции 67 по выражению (6.1):

$$S_{\text{НОМ}} \geq \frac{744,2}{1,4 \cdot (2-1) \cdot 0,85} = 625,3 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке 2 трансформатора типа ТСЗ каждый номинальной мощностью 630 кВА

Определим потери активной и реактивной мощностей в выбранных трансформаторах:

$$\Delta P_T = N_T \cdot (\Delta P_{\text{xx}} + K_3^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}) \quad (6.2)$$

$$\Delta Q_T = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{\text{кз}}) \cdot \frac{S_T}{100} \quad (6.3)$$

Определяем потери активной и реактивной мощности в трансформаторах по выражениям (6.2) и (6.3):

$$\Delta P_T = 2 \cdot (1,15 + 0,7^2 \cdot 6,8) = 6,96 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot (0,8 + 0,7^2 \cdot 5,5) \cdot \frac{630}{100} = 44,0 \text{ квар}$$

Выбранные силовые трансформаторы и их параметры приведены в таблице 6.1

Таблица 6.1 – Выбранные трансформаторы

Наименование	Коэффициент мощности	Расчетная нагрузка			Потери		Тип трансформаторов, кВА
		кВт	квар	кВА	кВт	квар	
ТП-67	0,85	744,2	461,41	875,6	6,96	44,0	ТСЛ 630/10
ТП-68	0,86	1168,88	461,41	1256,65	8,56	69,86	ТСЛ 1000/10
ТП-62	0,87	1100,36	627,20	1266,55	8,56	69,86	ТСЛ 1000/10
ТП-63	0,85	1088,22	674,6964	1280,40	8,56	69,86	ТСЛ 1000/10
ТП-64	0,89	1155,74	589,4274	1297,36	8,56	69,86	ТСЛ 1000/10
ТП-61	0,87	1187,29	676,7553	1366,61	8,56	69,86	ТСЛ 1000/10
ТП-81	0,87	186,76	106,4532	214,96	3,26	69,86	ТСЛ 160/10
ТП-82	0,85	705,55	437,441	830,15	6,96	44,0	ТСЛ 630/10
ТП-52	0,85	1198,3	742,946	1409,92	8,56	69,86	ТСЛ 1000/10
ТП-53	0,85	1146,56	710,8672	1349,04	8,56	69,86	ТСЛ 1000/10
ТП-57	0,89	1097,22	559,5822	1097,22	8,56	69,86	ТСЛ 1000/10
ТП-71	0,87	1137,81	648,5517	1309,66	8,56	69,86	ТСЛ 1000/10
ТП-72	0,85	1121,64	695,4168	1121,64	8,56	69,86	ТСЛ 1000/10
ТП-14	0,85	1110,9	688,758	1307,08	8,56	69,86	ТСЛ 1000/10
ТП-47	0,86	1101,3	649,767	1278,70	8,56	69,86	ТСЛ 1000/10
ТП-17	0,85	1189,36	737,4032	1399,40	8,56	69,86	ТСЛ 1000/10
ТП-11	0,85	1771,23	1098,163	2084,03	17,05	110,08	ТСЛ 1600/10
ТП-8	0,87	1445,36	823,8552	1663,66	14,70	88,5	ТСЛ 1250/10
ТП-5	0,89	719,36	366,8736	807,57	8,96	44,0	ТСЛ 630/10
ТП-7	0,86	732,98	432,4582	924,24	8,96	44,0	ТСЛ 630/10
ТП-33	0,87	1078,98	615,0186	1241,94	5,56	69,86	ТСЛ 1000/10

## 7 Выбор кабелей

При помощи кабельных линий выполняется соединение подстанций глубокого ввода, распределительных пунктов, цеховых трансформаторных подстанций и высоковольтных электроприемников между собой.

При проектировании следует отдавать предпочтение кабелям с алюминиевыми жилами, так как медные кабели значительно дороже. Алюминиевые кабели имеют ряд преимуществ по сравнению с медными:

- низкая стоимость;
- меньшая масса;
- стойкость к коррозии;

Серьезными недостатками алюминиевых кабелей являются большее, чем у меди удельное электрическое сопротивление и гибкость металла, что сильно влияет на электродинамическую стойкость кабеля.

Рекомендуемый способ прокладки кабелей в условиях окружающей среды химического завода – прокладка на технологических эстакадах. Данный способ прокладки кабельных линий выгодно отличается от прокладки кабелей в галереях и в земле, так как нет необходимости делать раскопку траншеи или строить кабельную галерею.

Одной из главных характеристик кабеля является сечение жил. Чем больше сечение жилы, тем больше способен пропустить мощности кабель.

Выбор сечения кабелей производится в соответствии с требованиями [4], а именно по длительно допустимому току с учетом снижающих коэффициентов, которые определяются способом прокладки кабельной линии. В данном случае длительно допустимый ток определяется по данным расчетных электрических нагрузок полученных в п. 4.

Приведем пример выбора кабеля от распределительного пункта 61 до трансформаторной подстанции 64 по длительно допустимому току.

Вначале определяем расчетный номинальный ток кабельной линии по выражению:

$$I_{\text{ном}} = \frac{K_n \cdot P_n}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\phi} \quad (7.1)$$

Расчетный номинальный ток определяем по выражению (7.1):

$$I_{\text{ном}} = \frac{1155,74}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,89} = 71,44 \text{ А.}$$

Теперь необходимо согласно таблице 1.3.7 содержащейся в [2] выбрать нужное сечение по расчетному току с учетом способа прокладки. Для получившегося расчетного тока подходит сечение 25 мм<sup>2</sup>, с учетом того, что кабельная линия прокладывается на технологической эстакаде (т.е. в воздухе) и жилы кабеля выполнены из алюминия.

К монтажу принимаются кабели российского производства компании ОАО «Севкабель» расположенной в городе Санкт-Петербург. При производстве кабелей используются технологии описанные в [10] и [11].

Таблица 7.1 – Выбранные кабели марки АСБГ отходящие от распределительных пунктов к трансформаторным подстанциям

РП	ТП	Сечение, мм <sup>2</sup>	Способ прокладки	Длина
67	67	16	Эстакада	10
61	61	25	Эстакада	10
	61	25	Эстакада	10
	62	25	Эстакада	12
	63	25	Эстакада	12
	64	25	Эстакада	25
	68	25	Эстакада	29
65	81	16	Эстакада	55
	82	16	Эстакада	40
14	14	25	В земле	10
	47	25	В земле	34
17	17	35	Эстакада	15
5	11	16	Эстакада	24
	5	16	Эстакада	19
	8	16	Эстакада	20
	7	16	Эстакада	22
13	13	25	Эстакада	10
	13	25	Эстакада	10
3	3	16	В земле	16
	6	35	В земле	16
4	7	25	Эстакада	18

Таблица 7.2 – Выбранные кабели марки АСБГ отходящие от распределительных пунктов к высоковольтным двигателям

РП	Тип	Мощность, кВт	Сечение, мм <sup>2</sup>	Способ прокладки	Длина
67	ДН	1	16	Эстакада	25
	ДН	2	16	Эстакада	25
	ДН	3	16	Эстакада	25
61	АД	1250	25	Эстакада	13
	АД	630	16	Эстакада	15
	АД	400	16	Эстакада	28
65	АД	630	16	Эстакада	22
14	АД	320	25	Эстакада	22
	АД	320	25	Эстакада	22
	АД	340	16	Эстакада	40
	АД	295	16	Эстакада	20
	АД	630	16	Эстакада	32
	АД	630	16	Эстакада	32
	АД	630	16	Эстакада	32
17	АД	320	16	Эстакада	10
	АД	320	16	Эстакада	10
	АД	295	16	Эстакада	10
	АД	295	16	Эстакада	10
	АД	295	16	Эстакада	10
	СД	1250	25	Эстакада	15
	СД	1250	25	Эстакада	15
	СД	1250	25	Эстакада	15
5	АД	630	16	Эстакада	25
	АД	630	16	Эстакада	25
13	СД	1000	16	Под полом	12
	СД	1000	16	Под полом	12
	СД	1000	16	Под полом	24
	СД	1000	16	Под полом	24
	АД	210	16	Эстакада	24
	АД	250	16	Эстакада	24
	АД	250	16	Эстакада	24
	АД	250	16	Эстакада	24
	АД	250	16	Эстакада	32
	АД	250	16	Эстакада	32
	АД	250	16	Эстакада	32
	АД	630	16	Эстакада	26
	АД	630	16	Эстакада	26
3	АД	1600	35	Галерея	21
	АД	1600	35	Галерея	21
	АД	1600	35	Галерея	21
	АД	1600	35	Галерея	21
	АД	1600	35	Галерея	21
	АД	1600	35	Галерея	21
4	АД	320	16	Эстакада	45
	АД	1600	35	Эстакада	22
	АД	1600	35	Эстакада	22
	АД	1600	35	Эстакада	22
	АД	1600	35	Эстакада	22
	АД	1600	35	Эстакада	22

Таблица 7.3 – Кабели марки АПвБВнг отходящие от ПГВ к РП

ПГВ	РП	Сечение, мм <sup>2</sup>	Способ прокладки	Длина
1	61	185	Галерея	224
	65	35	Эстакада	200
	67	50	Галерея	250
2	14	185	Галерея	222
	17	35	Галерея	200
	5	35	Галерея	145
3	13	150	Эстакада	167
	3	185	Эстакада	190
	4	150	Эстакада	207

Таблица 7.4 – Кабели марки АСБГ отходящие от ПГВ к ТП

ПГВ	ТП	Сечение, мм <sup>2</sup>	Способ прокладки	Длина
1	52	35	Галерея	67
	53	35	Эстакада	60
	57	25	Эстакада	65
	57	25	Эстакада	10
	71	25	Эстакада	20
	72	25	Галерея	37
2	33	25	Галерея	60

## 8 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ необходим для выбора и проверки электрооборудования системы электроснабжения аммиачного производства. Расчет токов КЗ ведется в именованных единицах согласно [12] [13]. Перед расчетом составляется расчетная схема и схема замещения. На расчетной схеме необходимо выбрать расчетные точки КЗ, которые будут оптимальным образом отражать уровни токов КЗ с СЭС и позволят поверить выбранное оборудование на стойкость к ТКЗ.

Составим схему замещения для расчета токов КЗ на шинах РП - 17. Схемы показаны на рисунках 8.1 и 8.2.

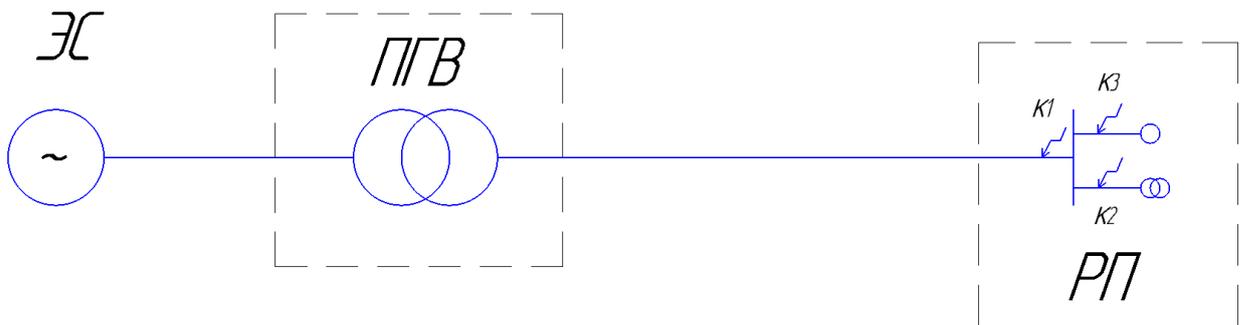


Рисунок 8.1 – Расчетная схема ТКЗ

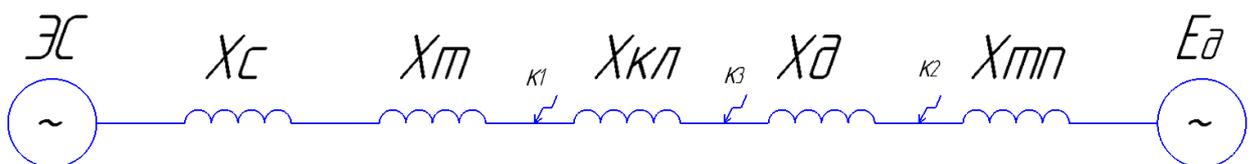


Рисунок 8.2 – Схема замещения для расчета ТКЗ

Определим индуктивное сопротивление энергосистемы:

$$X_c = \frac{U_{\text{номВН}}^2}{S_K^{(3)}}, \quad (8.1)$$

где  $U_{\text{номВН}}^2$  – номинальное напряжение линии от которой идет питание, кВ;  
 $S_K^{(3)}$  – мощность трехфазного короткого замыкания, МВА.

Сопротивление энергосистемы по выражению (6.1):

$$x_c = \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{2500 \cdot 10^6} = 0,041, \text{ Ом.}$$

Далее определим индуктивное сопротивление трансформатора на подстанции глубокого ввода по выражению:

$$x_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМВН}}^2}{S_T}, \quad (8.2)$$

Определяем индуктивное сопротивление трансформатора подстанции глубокого ввода по выражению (8.2):

$$x_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10,5 \cdot 10^3}{63000 \cdot 10^3} = 0,183 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление кабельной линии определим по выражению:

$$x_{\text{КЛ}} = x_{\text{уд}} \cdot l, \quad (8.3)$$

где,  $x_{\text{уд}}$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км;

$l$  – длина кабельной линии, км.

Определяем индуктивное сопротивление кабельной линии по выражению (8.3):

$$x_{\text{КЛ}} = 0,075 \cdot 0,225 = 0,01 \text{ Ом}$$

Сверхпереходное индуктивное сопротивление асинхронного двигателя определяется по следующему выражению:

$$x_{\text{ад}} = \frac{1}{K_{\text{п}}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2 \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_{\text{НОМ}}}, \quad (8.4)$$

где  $K_{\text{п}}$  – кратность пускового момента;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение двигателя, кВ

$\eta$  – коэффициент полезного действия, %;

$P_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность асинхронного двигателя, МВт.

Определяем индуктивное сверхпереходное сопротивление асинхронного двигателя по выражению (8.4)

$$x_{\text{ад}} = \frac{1}{5,8} \cdot \frac{10,5^2 \cdot 0,89 \cdot 0,93}{0,32} = 49,1 \text{ Ом.}$$

Далее определяется суммарное индуктивное сопротивление в точке КЗ по следующему выражению:

$$x_{\Sigma} = x_c + x_T + x_{кл}, \quad (8.5)$$

Определяем суммарное индуктивное сопротивление в точке КЗ по выражению (8.5):

$$x_{\Sigma} = 0,041 + 0,183 + 0,01 = 0,234 \text{ Ом.}$$

Определяется ток КЗ от энергосистемы по выражению:

$$I_c = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}}, \quad (8.6)$$

где,  $I_c$  – ток КЗ от энергосистемы, кА.

Теперь определяем ток КЗ от энергосистемы по выражению (8.6):

$$I_c = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,234} = 25,9 \text{ кА}$$

Далее определяются токи подпитки от синхронных и асинхронных по выражению:

$$I_{п} = \frac{U_{НОМ}}{x'' + x_{кл}}, \quad (8.7)$$

где,  $I_{п}$  – ток подпитки КЗ от двигателя, кА

Определяем токи подпитки от синхронных и асинхронных двигателей по выражению (8.7):

$$I_{пад} = \frac{10500}{49,1 + 0,05} = 0,213 \text{ кА}$$

$$I_{псд} = \frac{10500}{33 + 0,05} = 0,317 \text{ кА.}$$

Далее определяем суммарный ток КЗ по выражению:

$$I_{\Sigma} = I_c + I_{пад} + I_{псд}, \quad (8.8)$$

Определяем суммарный ток КЗ по выражению (8.8)

$$I_{п0\Sigma} = 25,9 + 0,213 + 0,317 = 26,4 \text{ кА}$$

Определим ток однофазного КЗ на землю по выражению:

$$I_3 = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot \frac{l}{N_{кл}}, \quad (8.9)$$

где,  $U_n$  - номинальное напряжение кабельной линии, кВ;

$N_{кл}$  – погонная емкость между жилами кабеля и экраном, ф/км.

Ток однофазного КЗ на землю определяем по выражению (8.9):

$$I_3 = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot \frac{0,2}{10} = 36 \text{ A.}$$

Расчет токов КЗ на шинах и присоединениях остальных РП ведется аналогично. Данные сведены в таблицу 8.1

Таблица 8.1 – Значения расчетных токов КЗ

РП, ТП	$I_{п0\Sigma}$ , кА	$I^1$ , А
РП-65	21,6	29
РП-67	22,7	36
РП-17	26,4	36
РП-14	24,8	40
РП-5	24,7	38
ТП-67	0,49	26
РП-61	23,3	24
РП-13	27,8	24
РП-4	27,3	31
РП-3	27,3	31
ТП-68	0,77	24
ТП-62	0,78	24
ТП-63	0,78	25
ТП-64	0,78	26
ТП-61	0,78	26
ТП-81	0,12	27
ТП-82	0,49	26
ТП-52	0,78	26
ТП-53	0,78	26
ТП-57	0,78	26
ТП-71	0,79	26
ТП-72	0,79	26
ТП-14	0,78	26
ТП-47	0,78	26
ТП-17	0,79	26
ТП-11	1,23	31
ТП-8	0,97	31
ТП-5	0,5	27
ТП-7	0,5	27
ТП-33	0,78	26
ТП-13	0,8	26
ТП-3	0,8	26
ТП-6	0,8	26
ТП-7	0,79	26
ТП-24	0,78	27
ТП-9	0,77	27
ТП-10	0,77	27

## 9 Выбор электрических аппаратов

Выбор электрических аппаратов производится в соответствии с требованиями [4] и [14].

Электрические аппараты необходимы для включения и отключения электрических цепей, и их защиты. К электрическим аппаратам относятся выключатели, разъединители, предохранители, измерительные трансформаторы, ограничители перенапряжения и прочее. Состоянию электрических аппаратов должно уделяться особое внимание, так как от их технического состояния напрямую зависит работоспособность системы электрооборудования и электрохозяйства.

При выборе выключателей следует отдавать предпочтение вакуумным выключателям. Такие выключатели имеют ряд преимуществ по сравнению с масляными. Например: отсутствие масла, меньшие габариты, простота монтажа и эксплуатации, пожаробезопасность. Также большим преимуществом вакуумных выключателей является быстроедействие.

К электрическим аппаратам предъявляются следующие требования:

К выключателям:

- быстроедействие;
- низкая стоимость;
- надежность в эксплуатации;
- простота монтажа и обслуживания.

К измерительным трансформаторам:

- класс точности не ниже 5;
- низкая стоимость;
- надежность в эксплуатации;
- простота монтажа и обслуживания.

Выключатели выбираются по следующим критериям:

- по классу напряжения;

- по номинальному току;
- по электродинамической стойкости;
- по отключающей способности на возможность отключения полного симметричного тока.

Проведем выбор выключателей устанавливаемых в распределительном пункте 67. Для выбора выключателей необходимо рассчитать тепловой импульс от тока КЗ и полный симметричный ток. Данные параметры рассчитываются при номинальных условиях и при расчетных по следующим выражениям:

$$i = \sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_a, \quad (9.1)$$

где,  $i$  – полный расчетный ток КЗ, кА;

$I_{пт}$  – расчетное значение периодической составляющей, кА;

$i_a$  – аperiodическая составляющая тока КЗ, кА.

Проводим расчет полного расчетного тока КЗ по выражению (9.1):

$$i = \sqrt{2} \cdot 22,7 + 213 = 32 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс при воздействии тока КЗ определяется по выражению:

$$W_k = I_{пт}^2 \cdot \tau \quad (9.2)$$

$W_k$  – расчетный тепловой импульс при воздействии тока КЗ, А<sup>2</sup>/с

Проводим расчет расчетного теплового импульса от тока КЗ по выражению (9.2):

$$W_k = 22,7^2 \cdot 0,07 = 25 \cdot 10^6$$

К установке приняты выключатели типа ВВУ СЭЩ и измерительные трансформаторы типа ТОЛ СЭЩ производства российской компании ЗАО «Электроцит-Самара» расположенной в городе Самара. При производстве электрических аппаратов были использованы технологии описанные в [15] и [16]. Выбранные выключатели приведены в таблицах 9.1-9.4

Таблица 9.1 – Выбранные выключатели на отходящих присоединениях от распределительных пунктов к трансформаторным подстанциям

РП	ТП	$U_{\text{НОМ}},$ кВ	$I_{\text{НОМ}},$ А	$I_0,$ кА	$I_{\text{пт}}$ $_{\text{НОМ}},$ кА	$I_{\text{пт}},$ кА	$B_{\text{кНОМ}},$ $\text{А}^2 / \text{с}$	$B_{\text{к}}, \text{А}^2 /$ $\text{с}$	$i_{\text{аНОМ}},$ кА	$i_{\text{а}},$ кА
67	67	10,5	1000	20	20	0,49	$28 \cdot 10^6$	$16 \cdot 10^3$	42,3	0,73
61	61		1000	20	20	0,78	$28 \cdot 10^6$	$42 \cdot 10^3$	42,3	1,1
	61		1000	20	20	0,78	$28 \cdot 10^6$	$42 \cdot 10^3$	42,3	1,1
	62		1000	20	20	0,78	$28 \cdot 10^6$	$42 \cdot 10^3$	42,3	1,1
	63		1000	20	20	0,78	$28 \cdot 10^6$	$42 \cdot 10^3$	42,3	1,1
	64		1000	20	20	0,78	$28 \cdot 10^6$	$42 \cdot 10^3$	42,3	1,1
	68		1000	20	20	0,77	$28 \cdot 10^6$	41503	42,3	1,1
65	81	1000	20	20	0,12	$28 \cdot 10^6$	$1 \cdot 10^3$	42,3	0,1	
	82	1000	20	20	0,49	$28 \cdot 10^6$	$16 \cdot 10^3$	42,3	0,7	
14	14	1000	20	20	0,78	$28 \cdot 10^6$	$42 \cdot 10^3$	42,3	1,1	
	47	1000	20	20	0,78	$28 \cdot 10^6$	$42 \cdot 10^3$	42,3	1,1	
17	17	1000	20	20	0,79	$28 \cdot 10^6$	$42 \cdot 10^3$	42,3	1,1	
5	11	1000	20	20	1,23	$28 \cdot 10^6$	$75 \cdot 10^3$	42,3	1,73	
	8	1000	20	20	0,97	$28 \cdot 10^6$	$47 \cdot 10^3$	42,3	1,36	
	5	1000	20	20	0,5	$28 \cdot 10^6$	$17 \cdot 10^6$	42,3	0,73	
	7	1000	20	20	0,5	$28 \cdot 10^6$	$17 \cdot 10^6$	42,3	0,73	
13	13	1000	20	20	0,8	$28 \cdot 10^6$	$42 \cdot 10^3$	42,3	1,1	
3	3	1000	20	20	0,8	$28 \cdot 10^6$	$42 \cdot 10^3$	42,3	1,1	
	6	1000	20	20	0,8	$28 \cdot 10^6$	$42 \cdot 10^3$	42,3	1,1	
4	7	1000	20	20	0,79	$28 \cdot 10^6$	$42 \cdot 10^3$	42,3	1,1	

Таблица 9.2 – Выбранные выключатели на отходящих присоединениях от распределительных пунктов к высоковольтным двигателям

РП	Тип	Мощность, кВт	$U_{\text{НОМ}},$ кВ	$I_{\text{НОМ}},$ А	$I_0,$ кА	$I_{\text{пт}}$ $_{\text{НОМ}},$ кА	$I_{\text{пт}},$ кА	$B_{\text{кНОМ}},$ $\text{А}^2 / \text{с}$	$B_{\text{к}}, \text{А}^2$ $/ \text{с}$	$i_{\text{аНОМ}},$ кА	$i_{\text{а}},$ кА
67	АД	400	10,5	1000	20	20	0,5	$28 \cdot 10^6$	$16 \cdot 10^3$	42,3	0,7
	АД	400		1000	20	20	0,5	$28 \cdot 10^6$	$16 \cdot 10^3$	42,3	0,7
	АД	400		1000	20	20	0,5	$28 \cdot 10^6$	$16 \cdot 10^3$	42,3	0,7
61	АД	1250	10,5	1000	40	40	0,55	$28 \cdot 10^6$	$16 \cdot 10^3$	42,3	0,7
	АД	400		1000	20	20	0,2	$28 \cdot 10^6$	$2 \cdot 10^3$	42,3	0,28
65	АД	630	10,5	1000	20	20	0,3	$28 \cdot 10^6$	$4,5 \cdot 10^3$	42,3	0,42
14	АД	320	10,5	1000	20	20	0,2	$28 \cdot 10^6$	$2 \cdot 10^3$	42,3	0,28
	АД	340		1000	20	20	0,2	$28 \cdot 10^6$	$2 \cdot 10^3$	42,3	0,28
	АД	295		1000	20	20	0,19	$28 \cdot 10^6$	$2 \cdot 10^3$	42,3	0,28
	АД	630		1000	20	20	0,3	$28 \cdot 10^6$	$4,5 \cdot 10^3$	42,3	0,42
17	АД	320	10,5	1000	20	20	0,2	$28 \cdot 10^6$	$2 \cdot 10^3$	42,3	0,28
	АД	295		1000	20	20	0,19	$28 \cdot 10^6$	$2 \cdot 10^3$	42,3	0,28

Продолжение таблицы 9.2

5	СД	1250		1000	40	40	0,55	$28 \cdot 10^6$	$16 \cdot 10^3$	42,3	0,7
	АД	630	10,5	1000	20	20	0,3	$28 \cdot 10^6$	$4,5 \cdot 10^3$	42,3	0,42
13	СД	1000	10,5	1000	20	20	0,55	$28 \cdot 10^6$	$16 \cdot 10^3$	42,3	0,7
	АД	210		1000	20	20	0,19	$28 \cdot 10^6$	$2 \cdot 10^3$	42,3	0,28
	АД	250	10,5	1000	20	20	0,19	$28 \cdot 10^6$	$2 \cdot 10^3$	42,3	0,28
	АД	630		1000	20	20	0,3	$28 \cdot 10^6$	$4,5 \cdot 10^3$	42,3	0,42
3	АД	1600	10,5	1000	20	20	0,6	$28 \cdot 10^6$	$18 \cdot 10^3$	42,3	0,84
	АД	320		1000	20	20	0,2	$28 \cdot 10^6$	$2 \cdot 10^3$	42,3	0,28
4	АД	1600	10,5	1000	20	20	0,6	$28 \cdot 10^6$	$18 \cdot 10^3$	42,3	0,84

Таблица 9.3 – Выбранные выключатели на отходящих присоединениях от подстанций глубокого ввода к распределительным пунктам

ПГВ	РП	$U_{\text{ном}},$ кВ	$I_{\text{ном}},$ А	$I_o,$ кА	$I_{\text{пт ном}},$ кА	$I_{\text{пт}},$ кА	$B_{\text{к ном}},$ $A^2 / c$	$B_{\text{к}}, A^2 / c$	$i_a \text{ ном},$ кА	$i_a,$ кА
1	61	10,5	1000	30	30	23,3	$45 \cdot 10^6$	$27 \cdot 10^6$	32,8	59,2
	65		1000	30	30	21,6	$45 \cdot 10^6$	$23 \cdot 10^6$	30,4	59,2
	67		1000	30	30	22,7	$45 \cdot 10^6$	$25 \cdot 10^6$	59,2	32,0
2	14	10,5	1000	30	30	24,8	$45 \cdot 10^6$	$31 \cdot 10^6$	34,8	59,2
	17		1000	30	30	26,4	$45 \cdot 10^6$	$34 \cdot 10^6$	37,2	59,2
	5		2000	30	30	24,7	$45 \cdot 10^6$	$30 \cdot 10^6$	34,8	59,2
3	13	10,5	1000	30	30	27,8	$45 \cdot 10^6$	$39 \cdot 10^6$	39,1	59,2
	3		1000	30	30	27,3	$45 \cdot 10^6$	$37 \cdot 10^6$	38,4	59,2
	4		1000	30	30	27,3	$45 \cdot 10^6$	$37 \cdot 10^6$	38,4	59,2

Таблица 9.4 – Выбранные выключатели на отходящих присоединениях от подстанций глубокого ввода к трансформаторным подстанциям

ПГВ	ТП	$U_{\text{ном}},$ кВ	$I_{\text{ном}},$ А	$I_o,$ кА	$I_{\text{пт ном}},$ кА	$I_{\text{пт}},$ кА	$B_{\text{к ном}},$ $A^2 / c$	$B_{\text{к}}, A^2 / c$	$i_a \text{ ном},$ кА	$i_a,$ кА
1	52	10,5	1000	20	20	0,78	$28 \cdot 10^6$	$42 \cdot 10^3$	42,3	1,1
	53		1000	20	20	0,78	$28 \cdot 10^6$	$42 \cdot 10^3$	42,3	1,1
	57		1000	20	20	0,78	$28 \cdot 10^6$	$42 \cdot 10^3$	42,3	1,1
	71		1000	20	20	0,79	$28 \cdot 10^6$	$42 \cdot 10^3$	42,3	1,1
	72		1000	20	20	0,79	$28 \cdot 10^6$	$42 \cdot 10^3$	42,3	1,1
2	33	10,5	1000	20	20	0,78	$28 \cdot 10^6$	$42 \cdot 10^3$	42,3	1,1

Трансформаторы тока вбираются по следующим условиям:

- по номинальному напряжению;
- номинальному току;
- электродинамической стойкости;
- термической стойкости;
- конструкции и классу точности;

Определим расчетный тепловой импульс от действия тока КЗ для трансформатора тока установленного в распределительном пункте 61 на присоединении трансформаторной подстанции 62 по выражению (9.2):

$$W_{к\text{ расч}} = 780^2 \cdot 0,07 = 42188 \text{ А}^2/\text{с}$$

Выбранные трансформаторы тока приведены в таблицах 9.5

Таблица 9.5 – Выбранные трансформаторы тока на отходящих присоединениях от распределительных пунктов к трансформаторным подстанциям

РП	ТП	U <sub>ном</sub> , кВ	I <sub>ном 1</sub> , А	I <sub>ном 2</sub> , А	I <sub>эс</sub> , кА	W <sub>кном</sub> , А <sup>2</sup> /с	I <sub>эс</sub> , кА	W <sub>к</sub> , А <sup>2</sup> /с
67	67	10,5	1000	5	20	28·10 <sup>6</sup>	0,49	16·10 <sup>3</sup>
61	61	10,5	1000	5	20	28·10 <sup>6</sup>	0,78	42·10 <sup>3</sup>
	62		1000	5	20	28·10 <sup>6</sup>	0,78	42·10 <sup>3</sup>
	63		1000	5	20	28·10 <sup>6</sup>	0,78	42·10 <sup>3</sup>
	64		1000	5	20	28·10 <sup>6</sup>	0,78	42·10 <sup>3</sup>
	81		1000	5	20	28·10 <sup>6</sup>	0,12	16·10 <sup>3</sup>
65	82	10,5	1000	5	20	28·10 <sup>6</sup>	0,49	41·10 <sup>3</sup>
	14	10,5	1000	5	20	28·10 <sup>6</sup>	0,78	42·10 <sup>3</sup>
14	47		1000	5	20	28·10 <sup>6</sup>	0,78	42·10 <sup>3</sup>
	17	17	10,5	1000	5	20	28·10 <sup>6</sup>	0,79
5	11	10,5	1000	5	20	28·10 <sup>6</sup>	1,23	75·10 <sup>3</sup>
	8	10,5	1000	5	20	28·10 <sup>6</sup>	0,97	47·10 <sup>3</sup>
	5		1000	5	20	28·10 <sup>6</sup>	0,5	17·10 <sup>6</sup>
	7		1000	5	20	28·10 <sup>6</sup>	0,5	17·10 <sup>6</sup>
13	13		10,5	1000	5	20	28·10 <sup>6</sup>	0,8
3	3	10,5	1000	5	20	28·10 <sup>6</sup>	0,8	42·10 <sup>3</sup>
	6		1000	5	20	28·10 <sup>6</sup>	0,8	42·10 <sup>3</sup>
4	7	10,5	1000	5	20	28·10 <sup>6</sup>	0,79	42·10 <sup>3</sup>

В таблице 9.6 приведены характеристики трансформаторов напряжения устанавливаемых в распределительных пунктах.

Для выбора трансформаторов напряжения необходимо определить номинальную и расчетные мощности подключённых к трансформатору напряжения приборов по выражению:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (9.5)$$

где, S<sub>2Σ</sub> – суммарная полная мощность подключаемых ко вторичной обмотке трансформатора напряжения приборов, ВА;

где, P<sub>приб</sub> – активная мощность потребляемая приборами, Вт;

где,  $Q_{\text{приб}}$  – реактивная мощность потребляемая приборами, вар.

Определяем суммарную мощность приборов подключаемых ко вторичной обмотке трансформатора напряжения по выражению (9.5):

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{6,52^2 + 3,7^2} = 7,49 \text{ ВА}$$

Таблица 9.6 – Трансформаторы напряжения в распределительных пунктах

РП	Тип	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$S_{2\Sigma\text{ном}}$ , ВА	$S_{2\Sigma\text{расч}}$ , ВА
67	НАЛИ СЭЩ 10	10,5	800	7,49
61		10,5	800	7,5
65		10,5	800	8,0
14		10,5	800	7,45
17		10,5	800	8,1
5		10,5	800	7,5
13		10,5	800	7,5
3		10,5	800	7,51
4		10,5	800	7,45

## 10 Расчет заземления

Заземление необходимо для обеспечения безопасной эксплуатации электроустановок. Также заземление необходимо для обеспечения безопасности персонала обслуживающего систему электрооборудования и электрохозяйства. Заземление выполняется при помощи заземляющих устройств. К заземляющим устройствам согласно [17] предъявляются следующие требования:

- Сечение проводников заземляющих устройств должно соответствовать ПУЭ;
- Сопротивление заземляющих проводников должно быть не больше 10 Ом

Расчет заземления объектов электрохозяйства аммиачного производства проведен согласно методике предоставленной в [18].

Рассчитаем необходимое сопротивление заземлителя по выражению:

$$R_3 = \frac{250}{I_{03}}, \quad (10.1)$$

Расчет тока однофазного короткого замыкания был выполнен в разделе 8 и равен  $I_{03} = 36$  А.

Определяем необходимое сопротивление заземлителя по (10.1)

$$R_3 = \frac{250}{36} = 6,94 \text{ Ом.}$$

Определим сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности по выражению:

$$\rho_{\text{расч}} = \rho \cdot k_c \quad (10.2)$$

где,  $\rho$  – удельное сопротивление грунта, Ом/м;

$k_c$  – коэффициент спроса.

Определяем сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности по выражению (10.2):

$$\rho_{\text{расч}}=70 \cdot 1,1=77 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Определим сопротивление растеканию одного вертикального заземлителя по выражению:

$$R_{\text{в}}=0,302 \cdot \rho_{\text{расч}} \cdot k_{\text{с}}, \quad (10.3)$$

Определяем сопротивление растеканию одного вертикального заземлителя по (9.3):

$$R_{\text{в}}=0,302 \cdot 77 \cdot 1,1=25,57 \text{ Ом}.$$

Определим количество вертикальных заземлителей по выражению:

$$n_{\text{в}}=\frac{R_{\text{в}}}{\eta_{\text{в}} \cdot R_{\text{з}}}, \quad (10.4)$$

Определяем количество вертикальных заземлителей по (10.4):

$$n_{\text{в}}=\frac{25,57}{0,7 \cdot 4}=10.$$

Определим длину соединительной полосы по формуле (10.5):

$$l_{\text{п}}=n_{\text{в}} \cdot a, \quad (10.5)$$

где,  $a$  – расстояние между вертикальными заземлителями, м.

Определяем длину соединительной полосы по (10.5):

$$l_{\text{п}}=10 \cdot 1=10 \text{ м}.$$

Определим сопротивление растеканию горизонтального заземлителя по выражению:

$$R_{\text{г}}=\frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч}}}{l_{\text{г}}} \cdot \lg \frac{2l_{\text{г}}^2}{b \cdot t_0}, \quad (10.6)$$

где,  $l_{\text{г}}$  – длина горизонтального заземлителя, м;

$b$  – ширина полосы горизонтального заземлителя, м;

$t_0$  - глубина заложения горизонтального заземлителя, м.

Определяем сопротивление растеканию горизонтального заземлителя по (10.6):

$$R_{\text{г}}=\frac{0,366 \cdot 77}{10} \cdot \lg \frac{2 \cdot 10^2}{75 \cdot 10^{-3,2}}=8,8 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Определим действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования по выражению:

$$R_{\Gamma}' = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}, \quad (10.7)$$

где,  $\eta_{\Gamma}$  – коэффициент использования.

Определяем действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования по (10.7)

$$R_{\Gamma}' = \frac{8,8}{0,62} = 14,1 \text{ Ом.}$$

Уточненное значение сопротивления растекания вертикального заземлителя по выражению:

$$R_{\text{В}}' = \frac{R_{\Gamma}' \cdot R_3}{R_{\Gamma}' - R_3}, \quad (10.8)$$

Определяем уточненное значение сопротивления растекания вертикального заземлителя по (9.8):

$$R_{\text{В}}' = \frac{14,1 \cdot 1,37}{14,1 - 1,37} = 1,51 \text{ Ом.}$$

Уточненное количество вертикальных заземлителей по выражению:

$$n_{\text{В}}' = \frac{R_{\text{В}}}{\eta_{\text{В}} \cdot R_{\text{В}}'}, \quad (10.9)$$

Определяем уточненное количество вертикальных заземлителей по (10.9):

$$n_{\text{В}}' = \frac{25,57}{0,7 \cdot 1,51} = 24.$$

## 11 Технико-экономическая эффективность

Как говорилось ранее, реконструкция позволит повысить эффективность работы системы электрооборудования и электрохозяйства аммиачного производства химического завода. Повышение эффективности работы системы электрооборудования и электрохозяйства аммиачного производства после реконструкции по сравнению с эффективностью работы системы электрооборудования и электрохозяйства до реконструкции выражается следующим образом:

- снижаются эксплуатационные затраты;
- повышается надежность работы системы электрооборудования и электрохозяйства;
- упрощается ремонт и обслуживание электрооборудования.

Для обоснования экономической эффективности замены трансформаторов аммиачного производства и перевода системы электроснабжения на напряжение 10 кВ необходимо выполнить расчет стоимости потерь активной мощности в системе электроснабжения аммиачного производства за год до реконструкции и после реконструкции, а так же сроки окупаемости основного электрооборудования при реконструкции. Расчет ведется по методике, представленной в [19].

Определим стоимость потерь активной мощности в самой загруженной кабельной линии от подстанции глубокого ввода 3 до распределительного пункта 3 до реконструкции:

$$C_{\text{кЛ1}} = \Delta P_{\text{кЛ1}} \cdot C, \quad (11.1)$$

$C$  – плата за мощность, руб/кВт.

Определим стоимость потерь активной мощности в самой загруженной кабельной линии от подстанции глубокого ввода 3 до распределительного пункта 3 до реконструкции по выражению (11.1):

$$C_{\text{КЛ1}}=2,75 \cdot 6,3=17,32 \text{ руб.}$$

Теперь определим стоимость потерь активной электроэнергии в год в этой КЛ до реконструкции:

$$C_{\text{ЭКЛ1}}=\Delta P_{\text{КЛ}} \cdot \tau \cdot C_{\text{э}} \quad (11.2)$$

Перед расчетом стоимости потерь активной энергии определим число часов максимальных потерь:

$$\tau=(0,124+\frac{T_{\text{м}}}{10000})^2 \cdot T_{\text{р}} \quad (11.3)$$

Определяем число часов максимальных потерь по выражению (11.3):

$$\tau=(0,124+\frac{6000}{10000})^2 \cdot 8760=4592 \text{ ч}$$

Теперь определяем стоимость потерь активной электроэнергии в год по выражению (11.2):

$$C_{\text{ЭКЛ1}}=2,75 \cdot 4592 \cdot 1,2=15153 \text{ руб.}$$

Теперь определим стоимость потерь активной мощности в самой загруженной кабельной линии от подстанции глубокого ввода 3 до распределительного пункта 3 после реконструкции по выражению (11.1):

$$C_{\text{КЛ2}}=0,99 \cdot 6,3=6,23 \text{ руб.}$$

Теперь определим стоимость потерь активной электроэнергии в год в этой кабельной линии до реконструкции по выражению (11.2):

$$C_{\text{ЭКЛ2}}=0,99 \cdot 4592 \cdot 1,2=5455 \text{ руб.}$$

Определим разницу в стоимости потерь активной электроэнергии за год:

$$\Delta C_{\text{ЭКЛ}}=C_{\text{ЭКЛ1}}-C_{\text{ЭКЛ2}} \quad (11.3)$$

Определяем разницу в стоимости потерь активной электроэнергии за год по выражению (10.3):

$$\Delta C_{\text{ЭКЛ}}=15153-5455=9698 \text{ руб.}$$

Определим стоимость потерь активной мощности в трансформаторах подстанции 68 до реконструкции:

$$C_{\text{ТП1}}=n \cdot \Delta P_{\text{т}} \cdot C, \quad (11.4)$$

где,  $n$  – число трансформаторов;

Определим стоимость потерь активной мощности в трансформаторах подстанции 68 до реконструкции по выражению (11.4):

$$C_{ТП1}=2 \cdot 14,2 \cdot 6,3=178,92 \text{ руб.}$$

Определяем стоимость потерь активной электроэнергии в трансформаторах до реконструкции по выражению (11.5):

$$C_{ЭТП1}=2 \cdot 14,2 \cdot 4592 \cdot 1,2=156495 \text{ руб.}$$

Определяем стоимость потерь активной мощности в трансформаторах подстанции 68 после реконструкции по выражению (11.4):

$$C_{ТП2}=2 \cdot 8,56 \cdot 6,3=107,85 \text{ руб.}$$

Определяем стоимость потерь активной электроэнергии в трансформаторах подстанции 68 после реконструкции по выражению (11.5):

$$C_{ЭТП2}=2 \cdot 8,56 \cdot 4592 \cdot 1,2=94338 \text{ руб.}$$

Определим разницу в стоимости потерь активной электроэнергии за год по выражению (11.6):

$$\Delta C_{ЭТП}=C_{ЭТП1}-C_{ЭТП2}$$

Определяем разницу в стоимости потерь активной электроэнергии за год по выражению (11.6):

$$\Delta C_{ЭТП}=156495-94338=62157 \text{ руб.}$$

Проведем расчет приведенных затрат на замену кабельных линий:

$$Z_{КЛ}=E \cdot (K \cdot l) + C_{амкл2} \quad (11.7)$$

где, E – нормативный коэффициент эффективности отчислений от капиталовложений;

K – стоимость кабельной линии, руб.;

l – длина кабельной линии, м.

Проводим расчет приведенных затрат на замену кабельной линии от подстанции глубокого ввода 3 до распределительного пункта 3 по выражению (11.7):

$$Z_{КЛ}=0,33 \cdot 1300 \cdot 190 + 6,23=81516 \text{ руб.}$$

Проведем расчет приведенных затрат на замену силовых трансформаторов:

$$Z_{ТП} = E \cdot K + C_{амкл2}$$

$$Z_{ТП} = 0,33 \cdot 450000 + 107,85 = 148607 \text{ руб.}$$

Расчет стоимости потерь активной мощности, активной электроэнергии и приведенные затраты по остальным кабельным линиям и трансформаторным подстанциям ведется аналогично. Результаты сведены в таблицы 11.1 и 11.2.

Таблица 11.1 – Стоимость активных потерь, электроэнергии и приведенные затраты на замену кабельных линий

КЛ	$C_{кл1}$	$C_{кл2}$	$C_{экл1}$	$C_{экл2}$	$Z_{кл}$
ТП-67	0,0044	0,0016	4,08	1,47	4290
ДН-1	0,0057	0,002	5,36	1,93	10725
ДН-2	0,0057	0,002	5,36	1,93	10725
ДН-3	0,0057	0,002	5,36	1,93	10725
ТП-61	0,0073	0,0026	6,87	2,47	4290
ТП-61	0,0073	0,0026	6,87	2,47	4290
ТП-62	0,0073	0,0026	6,87	2,47	5148
ТП-63	0,0073	0,0026	6,87	2,47	10725
ТП-64	0,0073	0,0026	6,87	2,47	12441
ТП-68	0,0073	0,0026	6,87	2,47	5577
АД-1250	0,0057	0,002	5,36	1,93	6435
АД-400	0,0057	0,002	5,36	1,93	6435
АД-630	0,0057	0,002	5,36	1,93	12012
ТП-81	0,0027	0,001	2,57	0,92	23595
ТП-82	0,0044	0,0016	4,08	1,47	17160
АД-630	0,0057	0,002	5,36	1,93	9438
РП-61	0,36	0,13	343,21	123,55	96096
РП-65	0,0088	0,0032	8,32	2,99	85800
РП-67	0,01	0,0039	10,24	3,68	107250

Продолжение таблицы 11.1

ТП-52	0,0073	0,0026	6,87	2,47	28743
ТП-53	0,0073	0,0026	6,87	2,47	25740
ТП-57	0,0073	0,0026	6,87	2,47	27885
ТП-71	0,0073	0,0026	6,87	2,47	8580
ТП-72	0,0073	0,0026	6,87	2,47	15873
ТП-14	0,0073	0,0026	6,87	2,47	4290
ТП-47	0,0073	0,0026	6,87	2,47	14586
АД-320	0,0057	0,002	5,36	1,93	9438
АД-630	0,0057	0,002	5,36	1,93	13728
АД-340	0,0057	0,002	5,36	1,93	17160
АД-295	0,0057	0,002	5,36	1,93	8580
ТП-17	0,0073	0,0026	6,87	2,47	6435
СД-1250	0,0057	0,002	5,36	1,93	6435
АД-320	0,0057	0,002	5,36	1,93	4290
АД-295	0,0057	0,002	5,36	1,93	5577
ТП-11	0,016	0,0059	15,44	5,56	10296
ТП-8	0,011	0,004	10,33	3,72	8580
ТП-5	0,0044	0,0016	4,08	1,47	8151
АД-630	0,0057	0,002	5,36	1,93	10725
РП-14	0,071	0,025	67,1	24,15	95238
РП-17	0,11	0,042	110,75	39,87	85800
РП-5	0,11	0,041	108,91	39,2	62205
АД-1600	0,0057	0,002	5,36	1,93	28743
ТП-33	0,0073	0,0026	6,87	2,47	25740
СД-1000	0,0057	0,002	5,36	1,93	10296
АД-210	0,0057	0,002	5,36	1,93	10296
АД-250	0,0057	0,002	5,36	1,93	13728
АД-630	0,0057	0,002	5,36	1,93	11154
АД-1600	0,0057	0,002	5,36	1,93	9009
АД-320	0,0057	0,002	5,36	1,93	19305
АД-1600	0,0057	0,002	5,36	1,93	9438
РП-13	0,21	0,07	200,58	72,2	71643
РП-3	0,52	0,18	491,45	176,92	81510
РП-4	0,35	0,12	335,02	120,6	88803
Итого	0,6037	0,2172	573,57	206,43	667524

Таблица 11.2 – Стоимость потерь активной мощности и электроэнергии  
и приведенные затраты на замену силовых трансформаторов

ТП	С <sub>ТП1</sub>	С <sub>ТП2</sub>	С <sub>ЭТП1</sub>	С <sub>ЭТП2</sub>	З <sub>ТП</sub>
67	129,78	87,696	113514	76705	138688
68	178,92	107,85	156495	94338	148607
62	178,92	107,86	156495	94338	148607
63	178,92	107,85	156495	94338	148607
64	178,92	107,85	156495	94338	148607
61	178,92	107,85	156495	94338	148607
81	64,26	41,076	56206	35928	61091
82	129,78	87,696	113514	76705	138688
52	178,92	107,85	156495	94338	148607
53	178,92	107,85	156495	94338	148607
57	178,92	107,85	156495	94338	148607
71	178,92	107,85	156495	94338	148607
72	178,92	107,85	156495	94338	148607
14	178,92	107,85	156495	94338	148607
47	178,92	107,85	156495	94338	148607
17	178,92	107,85	156495	94338	148607
11	283,5	214,83	247968	123984	238145
8	214,2	185,22	202041,6	174707	218645
Итого	3147,5	2018,6	2767679	1714422	2727148

## 12 Монтаж электрооборудования

Рассмотрим вопрос проведения монтажных работ при прокладке кабельных линий и установке распределительных трансформаторов, монтаже выключателей. Монтажные работы проводятся в рамках реконструкции электрохозяйства аммиачного производства химического завода.

Для монтажа кабельных линий на химическом заводе используется технологические эстакады. Этот способ прокладки является более безопасным, по сравнению с прокладкой кабельных линий в земле, т.к. на предприятиях химической промышленности могут быть агрессивные грунты. Прокладка кабельных линий в кабельных галереях и в кабельных эстакадах имеет высокую стоимость и при этом занимает значительная площадь на площадке промышленного предприятия. Также данный способ прокладки дает следующие преимущества:

- значительное удешевление стоимости КЛ;
- снижается сложность ремонта;
- облегчается наблюдение за состоянием КЛ;
- занимает малое пространство.

Кроме того прокладка кабельных линий на эстакаде значительно проще, чем в кабельных галереях и в земле по той причине, что нет необходимости в строительстве кабельных галерей и раскопке траншей.

Монтаж кабельных линий на технологических эстакадах включает в себя следующие этапы работ:

- 1) крепление на эстакадах кабельных кронштейнов;
- 2) устанавливается барабан (катушка) с кабелем;
- 3) подъем барабана для свободного вращения;
- 4) раскатка и протяжка кабеля параллельно проектной трассе;
- 5) заземление кабельной линии;
- 6) испытание кабельной линии на соответствие требованиям ПУЭ.

Перечень работ принят согласно [20].

Применение сухих трансформаторов гораздо выгоднее, чем масляных в условиях предприятия химической промышленности. Основными преимуществами сухих трансформаторов по сравнению с масляными является пожаробезопасность, простота монтажа и обслуживания, значительно меньшая масса, чем у масляных. Кроме того, цеховые ТП имеющие сухие трансформаторы допускается встраивать и пристраивать к зданиям с высоким классом по пожароопасности.

Монтаж сухих трансформаторов значительно проще, чем масляных по следующим причинам:

- отсутствие масляной системы охлаждения;
- меньшая масса;
- меньшие габариты.

Также цеховые подстанции, на которых установлены сухие трансформаторы, не имеют маслоприемников, а это в свою очередь значительно упрощает и удешевляет конструкцию цеховой трансформаторной подстанции.

При монтаже сухих распределительных трансформаторов выполняются следующие операции:

- 1) выгрузка сухого трансформатора краном;
- 2) осмотр технического состояния трансформатора;
- 3) установка трансформатора на фундамент;
- 4) чистка трансформатора от грязи и пыли ветошью;
- 5) присоединение трансформатора к питающей кабельной линии и к шинам НН распределительного устройства цеховой ТП;
- 6) проведение приемо-сдаточных испытаний трансформатора на соответствие требованиям ПУЭ.

Монтаж вакуумных выключателей значительно проще по сравнению с монтажом масляных выключателей по следующим причинам:

- отсутствие трансформаторного масла;
- меньшие габариты;
- меньшая масса.

Отсутствие масла делает вакуумный выключатель одним из самых безопасных среди всех типов выключателей.

При монтаже вакуумных выключателей проводятся следующие операции:

- 1) выгрузка выключателя;
- 2) осмотр технического состояния;
- 3) чистка от пыли и грязи;
- 4) установка в ячейку;
- 5) присоединение к сборным шинам распределительного пункта и отходящим кабельным линиям;
- 6) проверка подвижных частей;
- 7) испытание на соответствие требованиям ПУЭ.

При проведении монтажных работ необходимо учитывать требования таких нормативных документов как Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила устройства электроустановок.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнен проект реконструкции электрической части системы электрооборудования и электрохозяйства аммиачного производства химического завода расположенного в городе Новомосковск, Тульской области.

На первом этапе выполнен расчет электрических нагрузок по всему аммиачному производству. Полученные результаты расчета электрических нагрузок использованы для выбора распределительных трансформаторов, сечения жил кабельных линий системы электрооборудования и электрохозяйства аммиачного производства. До реконструкции на производстве были установлены масляные трансформаторы марок ТМ - 630, ТМ - 1000, ТМ - 1250, ТМ - 1600, ТМ - 160. производства трансформаторного завода им. Козлова (Беларусь). В работе предложено выполнить замену на сухие трансформаторы марок ТСЗ - 160, ТСЗ - 630, ТСЗ - 1000, ТСЗ - 1250, ТСЗ - 1600 производства российской компании АО «Группа СВЭЛ». Преимуществами установки таких трансформаторов является пожаробезопасность, простота монтажа и эксплуатации.

Так как проект предусматривает перевод системы электрооборудования и электрохозяйства с напряжения 6 кВ на напряжение 10 кВ в работе выполнен выбор высоковольтных электродвигателей для замены существующих. В качестве замены выбраны электродвигатели марок ДА304, ДА30, СТД, ДСВ производства российской компании ОАО «Русэлпром».

На втором этапе по расчетным электрическим нагрузкам проведен выбор сечения и марки кабелей. До реконструкции были проложены кабели марок СБГ, АСБ, ААБГ, ВБбШв. Производства «Камкабель» В работе предложено выполнить замену на кабели типа АСБГ и АПвБВнг производства российской компании ОАО «Севкабель». Преимуществом данных кабелей является улучшенные характеристики изоляции, в том числе применение сшитого полиэтилена.

На третьем этапе выполнен расчет токов трехфазного короткого замыкания и токов однофазного короткого замыкания на землю. Полученные в расчете данные использованы для выбора электрических аппаратов, таких как выключатели и измерительные трансформаторы а так же для расчета заземления. До реконструкции на производстве были установлены масляные выключатели типа ВМП - 10 и ВМГ - 10. производства «Уралэлектроаппарат» (на сегодняшний день ОАО «Уралэлектротяжмаш»). В работе предложено выполнить замену на вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-10 производства российской компании ЗАО «Электрощит-Самара». Преимуществом вакуумных выключателей является пожаробезопасность, простота обслуживания и монтажа. В качестве трансформаторов тока и напряжения до реконструкции на производстве применялись трансформаторы тока типа ТПЛ - 10 и трансформаторы напряжения типа НАЛИ - 10. В работе предложено выполнить замену на трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЩ – 10, так же производства компании ЗАО «Электрощит-Самара».

При проектировании системы электрооборудования и электрохозяйства аммиачного производства химического завода использовались современные и актуальные нормы проектирования и руководящие документы, перечень которых представлен в списке использованных источников с п.1 по 6.

В результате выполнения выпускной квалификационной работы спроектирована система электрооборудования и электрохозяйства отвечающая требованиям надежности и качества электроснабжения.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. РТМ 36.18.32.4-92 Указания по расчету электрических нагрузок промышленных предприятий. М: ОАО Тяжпромэлектропроект, 1992. 9 с.
2. Киреева Э.А. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебное пособие. М: Кнорус, 2017. 368 с.
3. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. М: Интермет Инжиниринг, 2006. 672 с.
4. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Норматика, 2016. – 464 с.
5. Асинхронные двигатели. Самара: СГТУ, 2008. 142 с.
6. Макаричев Ю.А., Овсянников В.Н. Синхронные машины. Самара: СГТУ, 2010. 156 с.
7. Нормы технологического проектирования электроснабжения промышленных предприятий. М: ОАО Тяжпромэлектропроект, 1994. 70 с.
8. Tang W. H., Wu Q. H. Condition monitoring and assessment of power transformers using computational intelligence. Liverpool: The University of Liverpool, 2011.p. 194.
9. РТМ 36.18.32.6-92 Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий. М: ОАО Тяжпромэлектропроект, 1993. 32 с.
10. Jensen C. F. Online location of faults on AC cables in underground transmission systems. Alborg: Department of energy technology, 2014. p. 221.
11. Zakhidov R. An Approach to the Creation of the Adaptive Control System for Integration of Nonsteady Power Sources into a Common Electric Power Grid // Proceedings of the Tenth International Conference on Management Science and Engineering Management. 2016. №1 P. 563-574.

12. РД 153.34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М: ОАО РАО ЕЭС России, 1998. 131 с.
13. ГОСТ-52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1000 В. М: Стандартинформ, 2007. 54 с.
14. Годжелло А.Г., Ю.К. Розанов Электрические и электронные аппараты. М: Издательский центр Академия, 2010. 352 с.
15. Riley J. System relay protection. // Competition and choice in electricity – Seattle, 2016. p. 211-220.
16. Shaohua C., Ma Biyan A. comprehensive and quantitative calculation of the reliability of relay protection systems // Competition and choice in electricity – Seattle, 2016. p. 101-115.
17. Анфилофьев Б.А., Скачкова Е.А. Электробезопасность. Расчет защитного заземления. Самара: СамИИТ, 2002. 18 с.
18. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части пониженной подстанции: учеб. метод. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования. Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с.
19. Панова А.В. Экономика энергетики: учебное пособие. Владимир: ВлГУ, 2013. 87 с.
20. Грунтович Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования: учебное пособие. М: Инфра-М, 2013. 271 с.