

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования**  
**«Южно-Уральский государственный университет»**  
**(национальный исследовательский университет)**  
**Политехнический институт**  
**Факультет Заочный**  
**Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»**

**РАБОТА ПРОВЕРЕНА**

Рецензент,

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_/И.М. Кирпичникова /\_\_\_\_\_  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

Расчет установившихся режимов сети 110 кВ с разработкой подстанции 110/10 кВ  
(наименование темы работы)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**  
**ЮУрГУ – ЮУрГУ-13.03.02.2018.1895. ВКР**  
(код направления, год, номер студенческого)

**Руководитель, доцент, к.т.н.**

\_\_\_\_\_/В.В. Тарасенко /\_\_\_\_\_  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Автор**

**студент группы П-471**

\_\_\_\_\_/А.А. Дузинкевич /\_\_\_\_\_  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Нормоконтролер, доцент, к.т.н.**

\_\_\_\_\_/В.В. Тарасенко /\_\_\_\_\_  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Челябинск 2018**

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(национальный исследовательский университет)  
Институт «Политехнический», факультет «Заочный энергетический»  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

Институт Политехнический  
Факультет Энергетический  
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения  
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_/И.М. Кирпичникова/  
\_\_\_\_\_ 2017 г.

**ЗАДАНИЕ**  
на выпускную квалификационную работу студента

Дузинкевича Андрея Алексеевича  
(Ф. И.О. полностью)

Группа П-471

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Расчет установившихся режимов сети 110 кВ с разработкой подстанции 110/10 кВ

утверждена приказом по университету от \_\_\_\_\_ 20 г. № \_\_\_\_\_

2. Срок сдачи студентом законченной работы \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к работе

4. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих  
разработке вопросов)

Введение;

Исходные данные;

Анализ существующей схемы электрической сети района;  
Выбор варианта развития электрической сети района ;  
Расчет основных установившихся режимов работы сети;  
Строительство подстанции;  
Обеспечение требуемого напряжения в сети и выбор отпаяк трансформаторов;  
Технико-экономические показатели сети;  
Заключение;  
Библиографический список.

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

Задание, схема электрических соединений подстанций, формат А1;

Варианты перспективной сети, формат А1;

Карты режимов, формат А1;

Схема электрических соединений подстанции 6 110/10 кВ, формат А1;

Схема главная подстанции 6 110/10кВ, формат А1.

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

Всего 5 листов

6. Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель \_\_\_\_\_  
(подпись)

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_  
(подпись студента)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_ /И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /

Студент \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /

## АННОТАЦИЯ

Дузинкевич А.А.. Расчет сети 110 кВ с развитием подстанции 110/10 кВ – Челябинск ЮУрГУ, П–471; 2018, 78 с, 13 ил., библиогр. список – 18 наим.

Выпускная квалификационная работа включает в себя выбор варианта развития сети на основании сравнения приведенных затрат различных вариантов.

В задачи проекта входит: расчет режимов сети в различных режимах работы; определение оптимального варианта развития сети на основании технико-экономического сравнения; выбор отпаяк трансформаторов для обеспечения требуемого качества электроэнергии, а также выбор основного оборудования подстанции 110/10 кВ.

При выполнении выпускной квалификационной работы использованы следующие программные средства: Microsoft Word, Mathcad, ToKo,NetWorks, AutoCAD.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2018.14-267</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Расчёт установившихся режимов сети 110 кВ с подключением новой подстанции 110/10 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Дузинкевич А.А.</i>						4	
<i>Провер.</i>	<i>Тарасенко В.В.</i>							
<i>Реценз</i>								
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>	<i>Кирпичникова И.М.</i>					<i>ЮУрГУ Кафедра «ЭССиСЭ»</i>		

## Оглавление

Оглавление .....	5
<b>Введение</b> .....	7
<b>1. Анализ схемы электрической сети.</b> .....	8
1.1 Расчетные параметры схемы сети.....	8
1.2 Баланс активных и реактивных мощностей .....	10
1.2.1 Баланс активных мощностей .....	11
1.3 Баланс реактивных мощностей. ....	13
1.4 Варианты развития электрической сети района. ....	16
<b>2. Выбор варианта развития схемы электрической сети, с выбором оптимального.</b> .....	19
2.1 Анализ режима работы сети.....	21
<b>3. Расчет максимального, минимального и послеаварийного режимов принятого варианта сети.</b> .....	22
3.1 Расчет максимального режима принятого варианта сети производим в программе NETWORKS.....	22
3.2 Расчет минимального режима принятого варианта сети. ....	24
Произведем расчет аналогично предыдущему варианту, но с минимальными нагрузками в сети. .....	24
3.3 Расчет послеаварийного режима принятого варианта сети. ....	24
<b>4. Анализ режимов работы сети.</b> .....	27
<b>5. Выбор числа и мощности трансформаторов проектируемой подстанции.</b> .....	31
<b>6. Выбор схемы главных соединений подстанции «19».</b> .....	32
<b>7. Расчет токов короткого замыкания выбранной подстанции.</b> .....	34
<b>8. Выбор оборудования открытого распределительного устройства 110 кВ.</b> .....	34
8.1 Выбор выключателя и разъединителя в цепи высшего напряжения силового трансформатора. .....	34
8.2 Выбор трансформаторов тока в цепи отходящей линии 110 кВ .....	36
8.3 Выбор трансформаторов напряжения на 110 кВ .....	38
8.4 Выбор выключателей и разъединителей низшего напряжения. ....	39
8.5 Выбор трансформатора тока в цепи низшего напряжения .....	44
8.6 Выбор трансформаторов напряжения .....	45
<b>9. Экономическая часть</b> .....	64
9.1 Вычисление объема работы в условных единицах .....	64
9.2 Определение объема эксплуатационных работ и.....	66
текущего ремонта по ЛЭП и подстанции .....	66
9.3 Расчет численности персонала .....	67

					130302.2018.14-267.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

9.4 Расчет фонда заработной платы для ПЭС.....	68
<b>Заключение</b> .....	<b>70</b>
<b>Литература</b> .....	<b>71</b>

					130302.2018.14-267.01 ПЗ	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



## Введение

Электроснабжение осуществляется в сложнейших условиях дефицита мощностей, вызванного перебоями в поставках топлива. Увеличение доли газа при сокращении потребления дорогого угля, ввод новых энергетических мощностей, бережное отношение к топливным ресурсам, позволяет создать экономическую основу для поддержания и развития энергетики. За счет строительства новых мощностей и технического перевооружения электростанций необходимо сокращать объём покупаемой электрической энергии и в дальнейшем переходить на режим самообеспечения.

Важнейшим вопросом электроснабжения является развитие системы высоковольтных линий. Необходимо создать надежную систему перетоков электрической энергии. С этой задачей должны справляться питающие и распределительная сети, которые строятся по иерархическому принципу.

Целью данного дипломного проекта является развитие электрической сети электроснабжения промобъекта с проектированием и подключением подстанции 19 на напряжения 110/10 кВ. Рассмотрен вопрос связанный с электрокоррозией подземных сетей блуждающими токами.

					130302.2018.14-267.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

# 1. Анализ схемы электрической сети.

## 1.1 Расчетные параметры схемы сети.

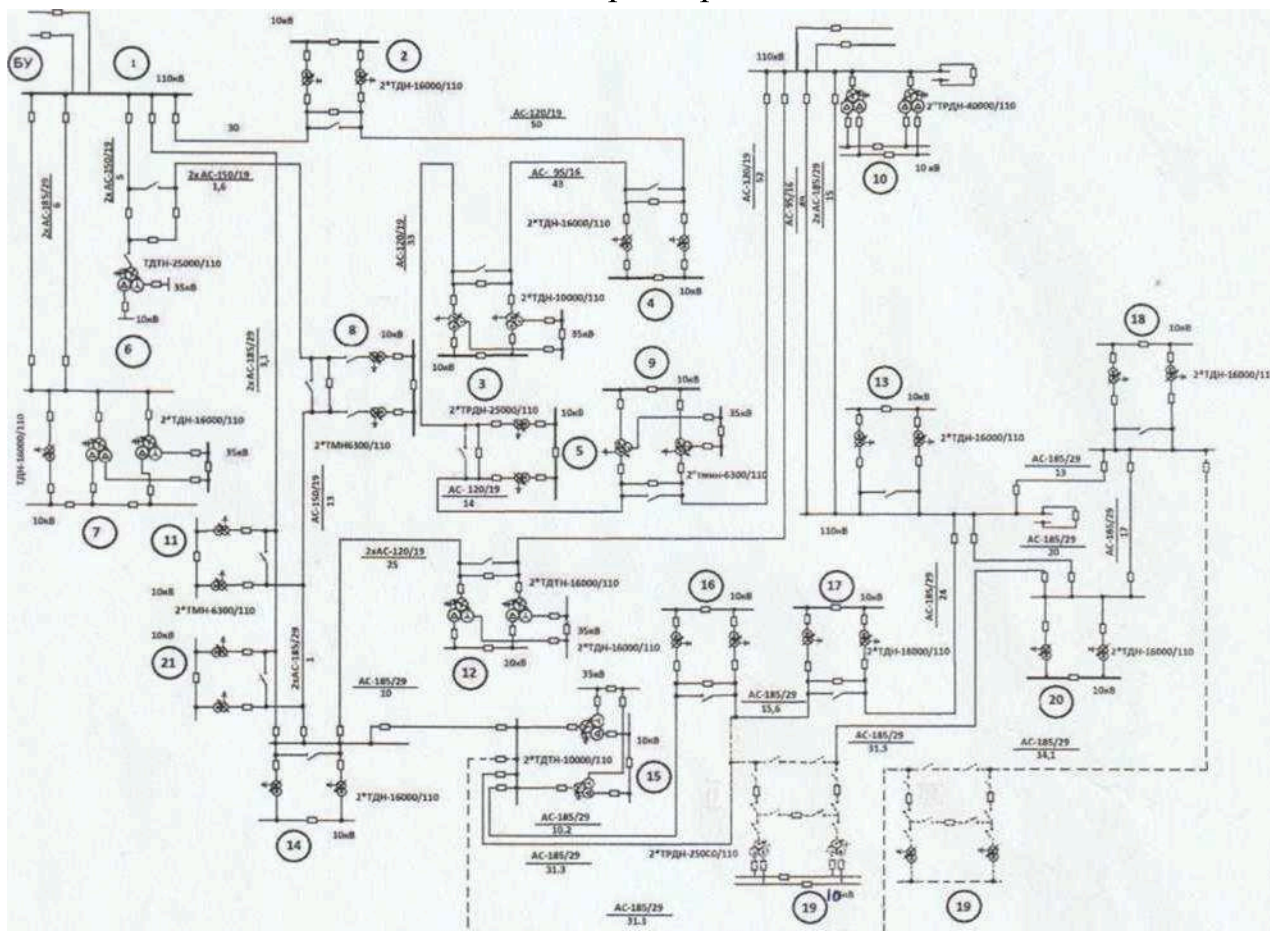


Рисунок 1. Схема электрической сети энергосистемы.

Данные по протяженности воздушных линий электропередач(ЛЭП) 110 кВ, параметры линий, расчетные значения параметров схемы замещения этих линий приведены в таблице 1.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.2018.14-267.01 ПЗ

Лист

8

Таблица 1 – Параметры схемы замещения воздушных линий 110 кВ

№	Наименование	Марка провода	$R_0$ , Ом/км	$R$ , Ом	$X_0$ , Ом/км	$X$ , Ом	$B_0$ , $10^6$ См/км	$B$ , $10^6$ См	$Q_c/2$ Мвар
1	1-2	АС-120/19	0,249	9,46	0,427	16,22	2,66	101,1	0,61
2	2-4	АС-120/19	0,249	12,45	0,427	21,3	2,66	133	0,8
3	1-11	АС-300/29	0,162	0,5	0,413	1,28	2,75	8,525	0,05
4	11-21	АС-185/29	0,162	0,162	0,413	0,41	2,75	2,75	0,03
5	1-7	2хАС-185/29	0,162	0,48	0,413	1,239	2,75	31,9	0,3
6	1-6	2хАС150/19	0,198	0,495	0,427	1,05	2,70	27	0,16
7	6-8	2хАС-150/19	0,198	0,15	0,427	0,33	2,70	8,64	0,05
8	8-11	АС-150/19	0,198	2,57	0,427	5,46	2,70	35,1	0,31
9	3-4	АС-95/16	0,306	13,15	0,43	18,66	2,61	112,2	0,67
10	3-5	АС-120/19	0,249	8,21	0,427	14,09	2,66	87,78	0,53
11	5-9	АС-120/19	0,249	3,48	0,427	5,97	2,66	3734	0,32
12	9-10	АС-120/19	0,249	12,94	0,427	22,2	2,66	1383	0,83
13	10-12	АС-95/16	0,306	14,99	0,43	21,2	2,61	127,8	0,77
14	12-14	АС-120/19	0,249	6,22	0,427	10,67	2,66	66,5	0,4
15	10-13	2хАС-185/29	0,162	1,211	0,413	3,09	2,75	39,9	0,24
16	13-18	АС-185/29	0,162	2,10	0,413	5,36	2,75	34,58	0,21
17	20-18	АС-185/29	0,162	2,75	0,413	7,021	2,75	46,75	0,56
18	13-20	АС-185/29	20	0,162	0,413	3,24	8,26	2,75	55

Продолжение таблицы 1

19	13-17	АС-185/29	24	0,162	0,413	3,88	9,91	2,75	66
20	17-16	АС-185/29	15,6	0,162	0,413	2,52	6,44	2,75	42,
21	16-15	АС-185/29	102	0,162	0,413	1,65	4,21	2,75	28,
22	15-14	АС-185/29	10	0,162	0,413	1,62	4,13	2,75	27,
23	21-14	АС-185/29	1	0,162	0,413	0,16	0,413	2,75	2,7

$$r_{i=\frac{r_{oi}}{n_i}}, X_{i=\frac{x_{oi} \cdot l_i}{n_i}}; \quad (1.1)$$

$$b_i = n_i \cdot b_{oi} \cdot l_i; \quad (1.2)$$

$$Q_{ci} = U_{\text{ном}}^2 \cdot b_i; \quad (1.3)$$

Где  $r_i$ — активное сопротивление ЛЭП;

$x_i$  - индуктивное сопротивление ЛЭП;

$r_{oi}, x_{oi}, b_{oi}$  - километрические значения активной, индуктивной и емкостной проводимостей, которые берутся из справочника;

$Q_{ci}$  - зарядная мощность линии;

$n$ - число параллельных линий;

$l_i$  — длина линии.

## 1.2 Баланс активных и реактивных мощностей

При проектировании и реконструкции ЭС баланс мощности составляется для определения суммарного необходимого ввода мощности на электростанциях и обмена потоками мощности с другими ЭС.

Балансу активных мощностей сопутствует параметр частота, т.е. если нагрузки неизменны, то потребляемая ими мощность влияет на частоту сети.

									Лист
									10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ				

Балансу реактивных мощностей соответствует параметр напряжение, т.е. баланс реактивной мощности в проектируемой системе в целом определяет уровень напряжения.

Баланс мощности составляется для проверки работоспособности ЭС с учетом возросших нагрузок на реконструированной подстанции.

### 1.2.1 Баланс активных мощностей

В каждый момент времени в систему должно поступать от генераторов электростанций столько электроэнергии, сколько в этот момент необходимо всем потребителям с учетом потерь при передаче, т.е. баланс по активным мощностям при неизменной частоте записывается как:

$$\Sigma P_r = \Sigma P_n$$

Где  $\Sigma P_r$  - суммарная генерируемая активная мощность электростанций;

$\Sigma P_n$  - суммарное потребление мощности.

Заметим, что баланс активных мощностей обеспечивается за счет обменной мощности с соседними энергосистемами через балансирующий узел. Этот узел генерирует необходимое количество активной мощности при дефиците ее в сетевом районе, либо потребляет ее при избытке. В данном случае таким узлом является «подстанция № 1».

Суммарные потери активной мощности в линиях можно принять 2...3%, в трансформаторах 1,2... 1,5% от мощности всех нагрузок, расход активной мощности на с.н. приближенно оценивается 4...8% от установленной мощности генераторов электростанции /1/

Потери в трансформаторах учитываются только для тех подстанций, где нагрузки заданы со стороны шин низшего напряжения (НН).

Нагрузки подстанций и потери в трансформаторах сведены в таблицу 2.

					130302.2018.14-267.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Таблица 2 – Нагрузки на подстанциях и потери в трансформаторах

№ п/ст	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , Меар	S <sub>н</sub> , МВА	ΔP <sub>г</sub> , МВт отери	ΔQ <sub>г</sub> , Мвар
1	-	-	-	-	-
2	8,3	4,5	9,44	0,124	0,66
3	5,2	2,8	5,9	0,078	0,413
4	8,3	4,5	9,44	0,124	0,66
5	13	7	14,7	0,195	1,029
6	6,5	3,5	7,38	0,097	0,51
7	12	6,3	13,55	0,18	0,945 4
8	3,3	1,78	3,74	0,05	0,261
9	3,5	1,8	3,95	0,052	0,27
10	23	12,3	26,08	0,345	1,82
11	3,5	1,8	3,95	0,052	0,27
12	8,3	4,5	9,44	0,124	0,66
13	8,5	4,5	9,61	0,127	0,67
14	8,5	4,5	9,61	0,127	0,67
15	5,2	2,8	5,9	0,078	0,413
16	8,5	4,5	9,61	0,127	0,67
17	8,5	4,5	9,61	0,127	0,67
18	8,5	4,5	9,61	0,127	0,67
19	8,5	4,5	9,61	0,127	0,67
20	8,5;	4,5	9,61	0,127	0,67
Итого	151,1	80,58	171,13	2,261	11,931

Расчет баланса активных мощностей сведем в таблицу 3.

Таблица 3 Баланса активной мощности.

Р <sub>Г</sub>	Р <sub>потр.</sub>
1	2
Генерируемая мощность $\Sigma P_G = 180 \text{ МВт}$	Суммарная мощность потребителей $\Sigma P_{\text{погр.}} = 156,1 \text{ МВт (1.1)}$ Потери в трансформаторах: $\Sigma P_w = 2,261 \text{ МВт (1.2)}$ Потери в линиях: $\Sigma P_{\text{л}} = 3,02 \text{ МВт (1.3)}$ Расход энергии на собственные нужды ЭС: $\Sigma P_{\text{сн}} = 10,6 \text{ МВт (1.4)}$
180 МВт	171,9 МВт

Генерируемая мощность больше мощности потребителей, поэтому мощность будем передавать в систему:

$$P_c = P_G - P_{\text{потр.}}; \quad (1.5)$$

$$P_c = 180 - 171,9 = 8,09 \text{ МВт};$$

### 1.3 Баланс реактивных мощностей.

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство:

$$\Sigma Q_{\text{тр}} + \Sigma Q_3 \pm \Sigma Q_{\text{ку}} + Q_c = \Sigma Q_{\text{потр.}}; \quad (1.6)$$

Где  $\Sigma Q_G$  - суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального;

$\Sigma Q_3$  - мощность, генерируемая линиями (зарядная);

$\Sigma Q_{\text{ку}}$  - Реактивная мощность компенсирующих устройств;

					130302.2018.14-267.01 ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$Q_c$  - величина обменной реактивной мощности, определяемая договорным коэффициентом мощности соседей энергосистемы.

Потребление реактивной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей  $\Sigma Q_{\text{п}}$ , собственных нужд электростанций  $\Sigma Q_{\text{сн}}$ , потерь мощности в линиях  $\Sigma Q_{\text{л}}$ , трансформаторах  $\Sigma Q_{\text{т}}$ .

Потери реактивной мощности для воздушных ЛЭП ориентировочно можно брать 4..6% при 110 кВ, 10.. 15% при 220 кВ от модуля полной передаваемой по линии мощности. Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют, примерно, 5..9% от полной мощности, проходящей через трансформатор/1/. Расчет приведен в таблице 4.

Таблица 4 Баланс реактивной мощности.

$\Sigma Q_{\text{Г}}$	$\Sigma Q_{\text{потр}}$
<p>Генерируемая</p> <p><math>Q_{\text{Г}} = 135 \text{ МВар.}</math></p> <p>Определим суммарную</p> <p>рядную, мощность в</p> <p>иниях:</p> <p><math>\Sigma Q_{\text{З}} = 7 \text{ 98 МВар.}</math></p>	<p>Нагрузки на ПС:</p> <p><math>\Sigma Q_{\text{нагр}} = 80,58</math></p> <p>Потери реактивной</p> <p>мощности в</p> <p>рансформаторах:</p> <p><math>\Sigma Q_{\text{т}} = 11,93 \text{ МВар.}</math></p> <p>Потери реактивной</p> <p>мощности для ВЛ:</p> <p><math>\Sigma \Delta Q_{\text{л}} = \frac{6}{100} \cdot 171,13 =</math></p>
$\Sigma Q_{\text{Г}} = 142 \text{ МВар}$	$\Sigma Q_{\text{потр}} = 104,16 \text{ МВар}$

$$Q_c = \Sigma Q_{\text{Г}} - \Sigma Q_{\text{потр}};$$

$$Q_c = 142 - 104,16 = 37,84 \text{ МВар};$$

Вывод: в системе избыток реактивной мощности.



$tg\varphi$  СИСТЕМЫ:

$$tg\varphi = \frac{P_c}{Q_c} = \frac{8,09}{37,84} = 0.21; \quad (1.7)$$

Найдем приведенные нагрузки подстанций и расчетные нагрузки для линий и сведем полученные результаты в таблицу 5:

$$S_{пр} = S_H + \Delta S_T; \quad (12)$$

$$S_p = S_{пр} - Q_3 i / 2;$$

Таблица 5 — Приведенные нагрузки для ПС и расчетные нагрузки линий:

№ ПС	$S_{пр}$ , МВА	$S_p$ , МВА
1	-	-
2	8,176+j3,84	8,176+j2,43
3	5,122+j2,387	5,22+j1,187
4	8,176+j3,84	8,176+j2,37
5	12,805+j5,971	12,805+j5,221
6	6,403+j2,99	6,403+j2,78
7	11,82+j5,355	11,82+j5,265
8	3,25+j 1,519	3,25+j 1,259
9	3,448+j1,53	3,448+j0,48
10	22,655+j 10,48	22,655+j 8,64
11	3,448+j1,53	3,448+j1,24
12	8,176+i3,84	8,176+i2,67
13	8,373+j3,83	8,373+j2,65
14	8,37+i3,83	8,373+i3,234
15	5,22+j2,387	5,122+j2,052
16	8,373+j3,83	8,373+j3,411
17	8,373+j3,83	8,373+j3,18
18	8,373+j3,83	8,373+j3,46
19	8,373+3,83	8,373+j3,38
20	0	0

Для проведения анализа существующей сети составлен граф сети. Затем на основе этого графа с помощью программы Networks рассчитана существующая сеть. Далее выявлены наиболее загруженные линии, которые

проверяются на возможность пропустить заданную нагрузку. И если основное силовое оборудование не проходит проверки, оно заменяется.

#### 1.4 Варианты развития электрической сети района.

Проектируемая подстанция может быть присоединена к энергосистеме различными способами, которые представлены ниже.

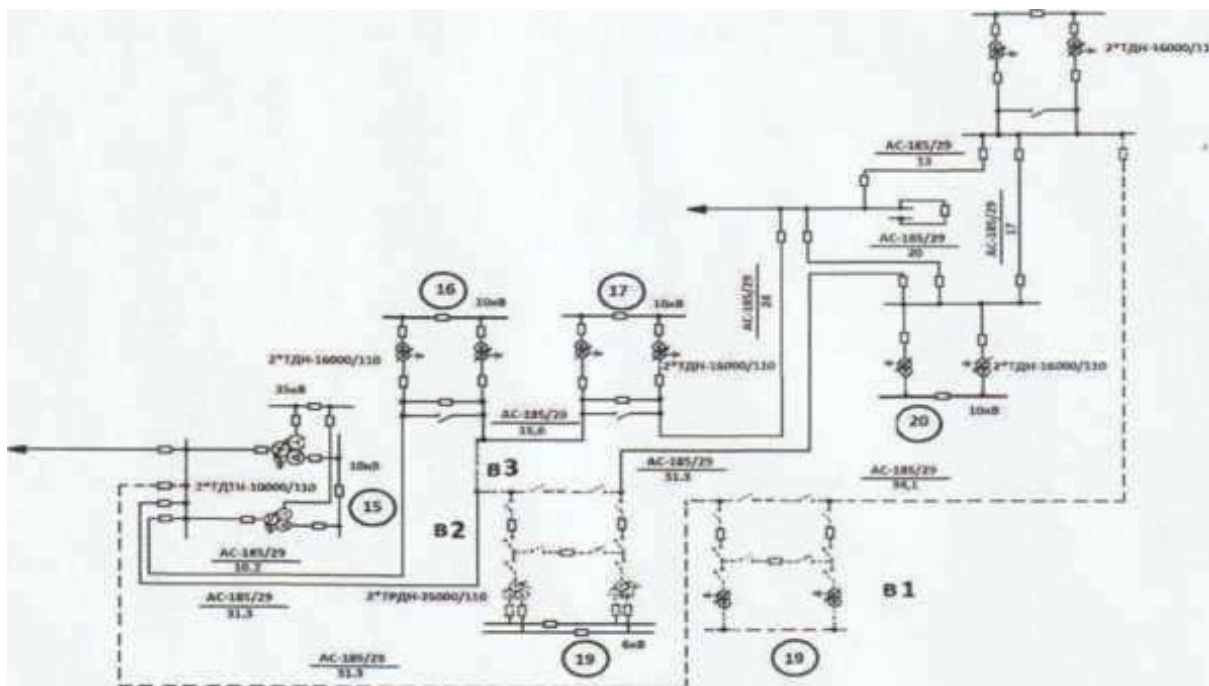


Рисунок 1а. Варианты развития сети.

На рисунке видим варианты подключения ПС 19.

При рассмотрении развития электрической сети района использовалась программа NETWorks, предназначенная для расчета режимов сети. В данном проекте рассчитана сеть напряжением 1 кВ.

Из трех выделенных вариантов развития электрической сети требуется определить наиболее оптимальный. В условиях рыночной экономики при выборе вариантов рекомендуется использовать следующие характеристики:

- а) чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- б) индекс доходности (ИД);
- в) срок окупаемости.

									Лист
									16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ				

Результаты расчетов сведены в таблицу 6.

Таблица 6.

№ вар.	№ ЛЭП	Марка	$U_{ном}$ кВ	Длина,к м	КО, тыс.руб.	Кл, Тыс.руб.
I	24	АС-185/29	110	31,3	3391,6	105886,6
	25	АС-185/29	110	32,5	3391,6	106448,5
Итого						212315,1
II	24	АС-185/29	110	31,3	3391,6	105886,6
	25	АС-185/29	110	31,3	3391,6	105886,6
Итого						211773,3
III	24	АС-185/29	110	31,3	3391,6	105886,6
	25	АС-185/29	110	34,1	3391,6	107150,9
Итого						213037,5

Сопоставляемые варианты являются взаимозаменяемыми и обеспечивают одинаковый, полезный отпуск электроэнергии при заданном режиме работы потребителя. Сравнение вариантов приводятся для режима максимальных нагрузок.

1) Найдем ежегодные издержки т.руб. на амортизацию и обслуживание линий в процентах от капитальных затрат/2/:

$$I_{сх1} = \frac{2,8\%}{100\%} \cdot 212315,1;$$

$$I_{сх1} = 5944,8;$$

$$I_{сх2} = \frac{2,8\%}{100\%} \cdot 211773,3;$$

$$I_{сх2} = 5929,6 ;$$

$$I_{сх3} = \frac{2,8\%}{100\%} \cdot 213037,5;$$

$$I_{сх3} = 5965,05.$$

									Лист
									17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ				

2) Вычислим ежегодные затраты т.руб. на возмещение потерь энергии во всех элементах сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta P_{\text{нб}} - Z_{\text{э}} - \tau, \quad (1.8)$$

где  $\Delta P_{\text{нб}}$  - наибольшие потери активной мощности в элементах сети при заданном максимуме нагрузки потребителей, берем из расчета режима в NETCAD.

$$\Delta P_{\text{нб,сх1}} = 5,475 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\text{нб,сх2}} = 5,438 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\text{нб,сх3}} = 5,445 \text{ МВт}.$$

$Z_{\text{э}}$  - удельные затраты на возмещение потерь в сети, принимаем из /2/  $Z_{\text{э}} = 1.26 \text{ кВт-ч}$ .

$\tau$  - время наибольших потерь.

$$I_{\Delta W_{\text{г,сх1}}} = 5,475 \cdot 1,26 \cdot 10^3 - 10^2 \cdot 4592 = 316,7;$$

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10^4})^2 \cdot 8760;$$

$$\tau = 4592, \quad T_{\text{нб}} = 6200,$$

$$I_{\Delta W_{\text{г,сх1}}} = 5,475 - 1,26 \cdot 10^3 - 10^2 \cdot 4592 = 316,7;$$

$$I_{\Delta W_{\text{г,сх2}}} = 5,438 - 1,26 \cdot 10^3 - 10^2 \cdot 4592 = 314,6;$$

$$I_{\Delta W_{\text{г,сх3}}} = 5,445 - 1,26 \cdot 10^3 - 10^2 \cdot 4592 = 315.$$

3) суммарные затраты т.руб. по варианту схем:

$$Z = \frac{K}{T_{\text{ок}}} + I_{\text{схi}} + \Delta W_{\text{г}};$$

										Лист
										18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ					

$$Z_{cx1}=32800,9;$$

$$Z_{cx2}=\frac{211773,3}{8} + 5929,6 + 314,6;$$

$$Z_{cx2}=32715,8;$$

$$Z_{cx3} = \frac{212337,5}{8} + 5969,05 + 315;$$

$$Z_{cx3} = 32909,7 .$$

Сравнение вариантов приводится для режима максимальных нагрузок.

В результате сравнения выбираем схему 2 как наиболее оптимальную, то есть соответствующую минимуму затрат.

## **2. Выбор варианта развития схемы электрической сети, с выбором оптимального.**

Необходимость в строительстве возникла в связи с перспективой увеличения нагрузки и, как следствие, увеличения потребляемой мощности из балансирующего узла.

Согласно ГОСТу, допустимое напряжение на подстанциях должно находиться в пределах  $\pm 5\%$  от номинального и для подстанций с РПН-  $\pm 15\%$ .

Как видно по карте режимов, максимальное напряжение  $U=115,61$  кВ — на подстанции №5, минимальное -  $U= 104,91$  кВ на подстанции №7. На этой подстанции напряжения входят в пределы регулирования. Следовательно, мы можем говорить о допустимых значениях напряжения в сети.

Проведем проверку новых линий и линий наиболее загруженных по допустимому току с учетом реконструкции и присоединении подстанции «19» сведем в таблицу 7.

					130302.2018.14-267.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Таблица 7 - Проверка по допустимому току.

№ линии	Марка провода	Наибольший ток, проте- ающий по линии. А	Допустимый ток. А
1-2	АС-120/19	160	390
1-11	2хАС-185/29	562	1020
1-6	2хАС-150/19	209	900
19-15	АС-185/29	285	510
19-20	АС-185/29	116	510

Рассчитаем ток, протекающий по линии: S

$$I = \frac{S}{U \cdot \sqrt{3}} \cdot 1000 ; \quad (2.1)$$

Линия 1-2:

$$I = \frac{S}{U \cdot \sqrt{3}} \cdot 1000 = \frac{S \cdot \sqrt{29^2 \cdot 6^2}}{110 \cdot \sqrt{3}} \cdot 1000 = 160A;$$

Так как у остальных линий поток мощности с присоединением подстанции «19» не превышает потока мощности в существующей сети, то проверку по допустимому току делать нет необходимости.

## 2.1 Анализ режима работы сети

Таблица 8. Анализ режима работы сети с подключением ПС 19 по варианту 2

Линия	УН	УК	Марка	Р, МВт	I, А	Идоп, А	j А/mm <sup>2</sup>
1	1	2	1хАС-120/19	18,69	112,81	390	0,94
2	2	4	1хАС-120/19	10,75	61	390	0,508
3	11	1	2хАС-185/29	29,84	255,82	510	1,383
4	21	11	1хАС-300/39	52,21	425,05	690	1,417
5	1	7	2хАС-185/29	6	35,43	510	0,192
6	1	6	2хАС-150/24	10,35	80,02	450	0,533
7	6	8	2хАС-150/24	7,08	62,41	450	0,416
8	8	11	1хАС-240/32	10,86	106,52	610	0,444
9	4	3	1хАС-95/16	2,59	13,38	330	0,141
10	5	3	1хАС-120/19	4,58	33,2	390	0,277
11	9	5	1хАС-120/19	17,45	108,84	390	0,907
12	С	9	1хАС-185/29	23,43	144,7	510	0,782
13	с	12	2хАС-240/32	39,38	286,34	610	1,193
14	12	14	1хАС-240/32	68,11	523,36	610	2,181
15	С	13	2хАС-240/32	27,38	173,74	610	0,724
16	13	18	1хАС-185/29	13,69	87,07	510	0,471
17	18	20	1хАС-185/29	5,24	34,48	510	0,186
18	13	20	1хАС-185/29	13,34	85,88	510	0,464
19	13	17	1хАС-185/29	18,86	121,78	510	0,658
20	17	16	1хАС-185/29	10,53	69,33	510	0,375
21	16	15	1хАС-185/29	2,07	18,99	510	0,103
22	14	15	1хАС-185/29	1,4	9,27	510	0,05
23	14	21	1хАС-300/39	60,64	472,2	690	1,574
24	19	15	1хАС-185/29	1,72	12,97	510	0,07
25	20	19	1хАС-185/29	10,16	66,12	510	0,357
26	С	10	1хАС-185/29	22,99	138,32	510	0,748

В результате расчета мы видим загруженность линий, потоки мощности по ним. Проанализирована необходимость реконструкции воздушных линий 110 кВ проектируемой сети. Для каждого варианта выбрана марка провода





Таблица 9. Анализ работы сети в максимальном режиме.

Линия	УН	УК	Марка	Р, МВт	I, А	Идоп, А	j, А/мм <sup>2</sup>
1	1	2	1хАС-120/19	18,69	112,81	390	0,94
2	2	4	1хАС-120/19	10,75	61	390	0,508
3	11	1	2хАС-185/29	29,84	255,82	510	1,383
4	21	11	1хАС-300/39	52,21	425,05	690	1,417
5	1	7	2хАС-185/29	6	35,43	510	0,192
6	1	6	2хАС-150/24	10,35	80,02	450	0,533
7	6	8	2хАС-150/24	7,08	62,41	450	0,416
8	8	11	1хАС-240/32	10,86	106,52	610	0,444
9	4	3	1хАС-95/16	2,59	13,38	330	0,141
10	5	3	1хАС-120/19	4,58	33,2	390	0,277
11	9	5	1хАС-120/19	17,45	108,84	390	0,907
12	С	9	1хАС-185/29	23,43	144,7	510	0,782
13	С	12	2хАС-240/32	39,38	286,34	610	1,193
14	12	14	1хАС-240/32	68,11	523,36	610	2,181
15	С	13	2хАС-240/32	27,38	173,74	610	0,724
16	13	18	1хАС-185/29	13,69	87,07	510	0,471
17	18	20	1хАС-185/29	5,24	34,48	510	0,186
18	13	20	1хАС-185/29	13,34	85,88	510	0,464
19	13	17	1хАС-185/29	18,86	121,78	510	0,658
20	17	16	1хАС-185/29	10,53	69,33	510	0,375
21	16	15	1хАС-185/29	2,07	18,99	510	0,103
22	14	15	1хАС-185/29	1,4	9,27	510	0,05
23	14	21	1хАС-300/39	60,64	472,2	690	1,574
24	19	15	1хАС-185/29	1,72	12,97	510	0,07
25	20	19	1хАС-185/29	10,16	66,12	510	0,357
26	С	10	1хАС-185/29	22,99	138,32	510	0,748

Из результата расчетов видим, что линии проходят по допустимой нагрузке.

					130302.2018.14-267.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23



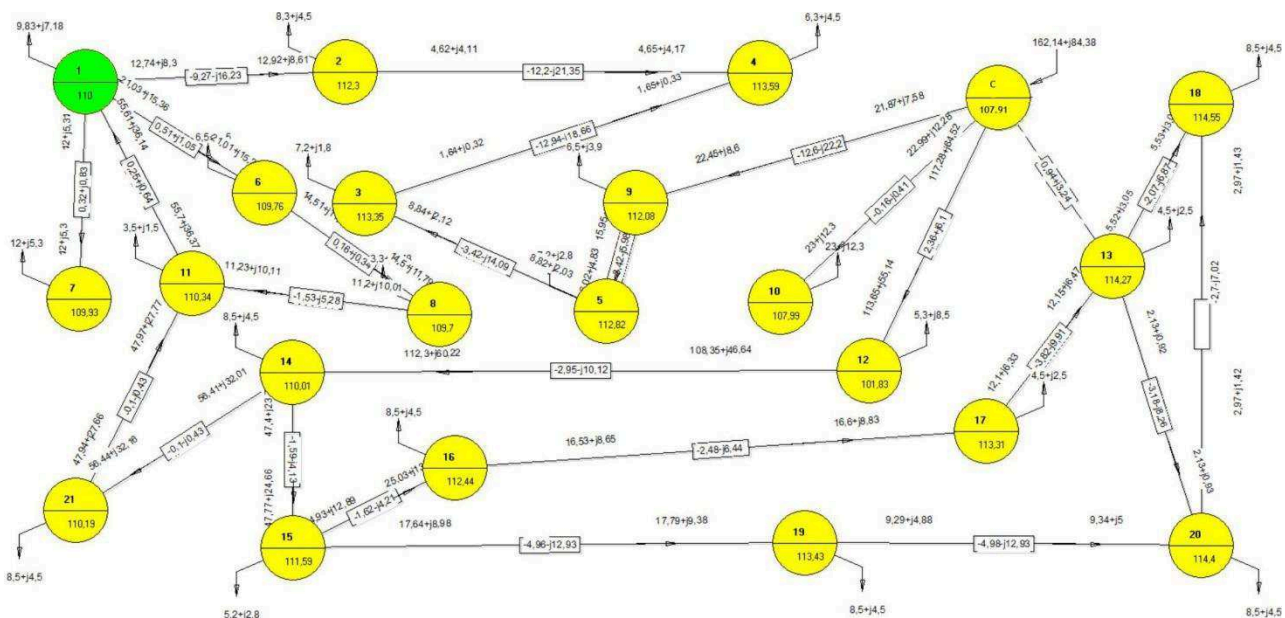


Рисунок 4. Расчет послеаварийного режима принятого варианта сети.

В результате расчета видим что максимальное напряжение находится на ПС 18  $U_{max} = 114,55$ , минимальный  $U_{min} = 101,83$  на ПС 12. Результаты занесем в таблицу 10.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Таблица 10. Анализ работы сети в послеаварийном режиме.

Линия	УН	УК	Марка	P, МВт	I, А	Идоп, А	J, А/мм2
1	1	2	1хАС-120/19	17.6	106.95	390	0.891
2	2	4	1хАС-120/19	9.62	55	390	0.458
3	11	1	2хАС-185/29	30.18	264.99	510	1.432
4	21	11	1хАС-300/39	52.86	440.17	690	1.467
5	1	7	2хАС-185/29	6	35.43	510	0.192
6	1	6	2хАС-150/24	10.36	81.36	450	0.542
7	6	8	2хАС-150/29	7.09	63.87	450	0.426
8	8	11	1хАС-24032	10.87	109.59	610	0.457
9	4	3	1хАС-95/16	1.43	9.06	330	0.095
10	5	3	1хАС-120/19	5.72	39.02	390	0.325
11	9	5	1хАС-120/19	18.59	115.4	390	0.962
12	С	9	1хАС-185/29	24.52	151.54	510	0.819
13	С	12	2хАС-240/32	66.22	458.86	610	1.912
14	12	14	1хАС-240/32	78.16	564.38	610	3.602
15	С	13	2хАС-240/32	-	-	610	
16	13	18	1хАС-185/29	5	29.29	510	0.158
17	20	18	1хАС-185/29	3.49	19.99	510	0.108
18	13	20	1хАС-185/29	0.28	2.16	510	0.012
19	17	13	1хАС-185/29	13.71	82.04	510	0.443
20	16	17	1хАС-185/29	22.08	132.35	510	0.715
21	15	16	1хАС-185/29	30.41	182.55	510	0.987
22	14	15	1хАС-185/29	55	335.89	510	1.816
23	14	21	1хАС-300/39	61.29	486.98	690	1.623
24	15	19	1хАС-185/29	19.92	120.57	510	0.652
25	19	20	1хАС-185/29	11.64	69.11	510	0.374
26	с	10	1хАС-185/29	22.99	139.49	510	0.754

В результате расчетов видим что линии проходят по допустимой нагрузке, при отключении самой загруженной линии.

											Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ						26

#### 4. Анализ режимов работы сети.

Потребители могут активно работать только при определенном качестве электроэнергии. Снижение качества электроэнергии, может привести к следующим отрицательным последствиям:

- увеличению потерь активной мощности и электроэнергии;
  - сокращению срока службы электрооборудования;
- ложной работе устройств защиты и автоматики;

В процессе проектирования электрических сетей выбираются средства регулирования, регулировочные диапазоны, места установки компенсирующих устройств, обеспечивающих допустимые уровни напряжения на шинах потребителей. Основным способом является регулирование напряжения изменением коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов под нагрузкой. Все остальные способы регулирования напряжения (трансформаторами с ПБВ, генераторами станций, изменением сопротивления сети и потоков реактивной мощности) имеют меньшее значение и являются вспомогательными. Произведем выбор отпаяк для двухобмоточных трансформаторов 2хТРДН-25/110 на подстанции 19 (Н — регулирование под нагрузкой), диапазон регулирования  $\pm 9 \times 1,78\%$ ,  $U_{ВН.ХХ} = 115$  кВ.

1) Найдём потери напряжения в трансформаторах для трёх режимов работы сети (нормального, минимального и послеаварийного)

$$\Delta U = \frac{P_{пр} + r_m + Q_{пр} + X_m}{U_{ВН}};$$

где  $P_{пр} + Q_{пр}$  — приведённая мощность подстанции в рассматриваемом режиме;

$U_{ВН}$  - напряжение на шинах подстанции, полученное в результате расчёта соответствующего режима сети;

									Лист
									27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ				

$r_m, X_m$  - эквивалентное сопротивление трансформаторов, приведённое к  $U_{ВН}$

$$\Delta U_{max} = \frac{2.54 \cdot 12.8 + 55.9 \cdot 5.9}{105.5};$$

$$\Delta U_{min} = \frac{2.54 \cdot 8.96 + 55.9 \cdot 4.13}{107.9};$$

$$\Delta U_{min} = 2,205 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{пав} = \frac{2.54 - 12.8 + 55.9 - 5.9}{106.6};$$

2) определим для всех режимов приведенные напряжения на шинах НН подстанции:

$$U_{НН.max} = 108,5 - 3,38 = 105,12;$$

$$U_{НН.min} = 110,9 - 2,205 = 108,7;$$

$$U_{НН.ПАВ} = 106,6 - 3,38 = 103,2.$$

3) рассчитаем для всех режимов значения отклонения со стороны обмотки ВН, обеспечивающие желаемое напряжение у потребителя.

$$U_{отв.В} = \frac{U_{НН} \cdot U_{ХХ}}{U_{ЖН}};$$

Здесь  $U_{ХХ}$  - напряжение холостого хода трансформатора;

$U_{ЖН}$  - напряжение, которое желательно получить на шинах НН подстанции.

$$U_{отв.В.max} = 110,4 \text{ кВ};$$

$$U_{отв.В.min} = \frac{108,7 \cdot 10,5}{10};$$

$$U_{отв.В.min} = 114,1 \text{ кВ};$$

$$U_{отв.В.min} = \frac{103,2 \cdot 10,5}{10};$$

$$U_{отв.В.min} = 108,4 \text{ кВ};$$

					130302.2018.14-267.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

4) учитывая способ регулирования для данного трансформатора - РПН, выберем свою отпайку для каждого режима работы  $U_{отв.отВ}$ :

max отпайка - 2  $U_{отв.отВ}$  - 110,4 кВ;

min отпайка - 1  $U_{отв.отВ}$  114,1 кВ;

пав отпайка - 3  $U_{отв.отВ}$  = 108,4 кВ.

5) определим действительное напряжение на шинах НН подстанции при выбранной стандартной отпайке на обмотке ВН в трёх режимах:

$$U_{НН} = \frac{U_{НН} \cdot U_{ХХ}}{U_{отв.стВ}};$$

$$U_{НН.мах} = \frac{105,12 \cdot 10}{113,8};$$

$$U_{НН.мах} = 9,23 \text{ кВ};$$

$$U_{НН.min} = \frac{108,7 \cdot 10}{114,8};$$

$$U_{НН.min} = 9,46 \text{ кВ};$$

$$U_{НН.пав} = \frac{103,2 \cdot 10}{113,8};$$

$$U_{НН.пав} = 9,06 \text{ кВ};$$

6) проверим отклонения действительных напряжений от номинальных и сравним с допустимыми отклонениями  $U_{доп} = 5\%$ , установленными ГОСТом

$$V = \frac{U_{НН} - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} \cdot 100\% \leq \pm V_{доп}\%; \frac{n}{r(n-r)};$$

$$V_{мах} = \frac{9,23 - 10,5}{10} \cdot 100\% = -1,8\%;$$

$$V_{min} = \frac{9,46 - 10,5}{10} \cdot 100\% = -0,9\%.$$

Отклонения напряжений не превышают допустимых, выбранные ответвления обеспечивают нормальную работу потребителей в любом режиме.

					130302.2018.14-267.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Для трёхобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов отпайки выбираются по следующему алгоритму:

1) находят потери напряжения в обмотках высшего  $\Delta U_{ВН}$ , среднего  $\Delta U_{СН}$  и низшего  $\Delta U_{НН}$  напряжений трансформаторов во всех режимах работы сети:

$$\Delta U_{ВН} = \frac{p_B \cdot r_B + q_B \cdot x_B}{U_{ВН}}; \Delta U_{СН} = \frac{p_C \cdot r_C + q_C \cdot x_C}{U_{ВН} - \Delta U_{ВН}}; \Delta U_{НН} = \frac{p_H \cdot r_H + q_H \cdot x_H}{U_{ВН} - \Delta U_{ВН}}$$

Здесь  $p_B + jq_B$ ,  $p_C + jq_C$ ,  $p_H + jq_H$  - соответственно активные и реактивные мощности, протекающие по обмотке высшего, среднего и низшего напряжений в рассматриваемом режиме работы сети,  $U_{ВН}$  - напряжение на шинах подстанции, полученное в результате расчета соответствующего режима сети.

2) Определяют для всех режимов приведенные напряжения на шинах среднего напряжения СН -  $U_{СН}$  напряжения НН –  $U_{НН}$ .

3) Рассчитывают для всех режимов значения напряжения отщвления на обмотке ВН, обеспечивающее желаемые напряжения на шинах НН.

4,5,6) Выполняют также, как для двухобмоточных трансформаторов, выбирая одну отпайку или три отпайки.

7) рассчитывают действительные напряжения на шинах СН

$$U_{СН} = \frac{U_{СН} \cdot U_{хх}}{U_{отв.стВ}}$$

8) находят отклонение напряжения на шинах СН, сравнивают с допустимым.

На трехобмоточных трансформаторах отпайки выберем со стороны ВН, со стороны СН проверим отклонения напряжения. На автотрансформаторе отпайки выберем со стороны СН, со стороны НН проверим отклонения напряжения.

										Лист
										30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ					



## 5. Выбор числа и мощности трансформаторов проектируемой подстанции.

Выбор количества трансформаторов (автотрансформаторов) зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от подстанции потребителей и является технико-экономической задачей.

На подстанции как правило устанавливаются автотрансформаторы, имеющие ряд преимуществ по сравнению с трансформаторами (меньшая масса, стоимость и потери при той же мощности). Т.к. потребители могут относиться ко всем категориям, то необходимо установить два трансформатора. Применение одного трансформатора возможно на первом этапе сооружения двухтрансформаторной подстанции при постоянном росте нагрузки. При этом в период работы одного трансформатора должно быть обеспечено резервирование электроснабжения потребителей по сетям вторичного напряжения.

На крупных подстанциях возможна установка 3-4 трансформаторов, если двух трансформаторов по существующей шкале мощности оказывается недостаточно. И тогда схема подстанции значительно дополняется. Поэтому остановимся на двух трансформаторах.

Выбор между трансформаторами и автотрансформаторами решается в зависимости от режима заземления связываемых сетей. В нашем случае имеем сети напряжением 110 и 10 кВ. А значит целесообразно использовать трансформаторы.

Выбор мощности каждого трансформатора производится по заданной мощности из условия, что в нормальном режиме:

$$S_{ном.т} = (0,65-0,7) \cdot S_{мах},$$

где  $S_{ном.т}$  - номинальная мощность трансформатора

$$S_{мах} = 28,3 \text{ МВА};$$

$$S_{ном.т} = (0,65-0,7) \cdot 28,3 = 18,3 \dots 19,8.$$

									Лист
									31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ				

По результатам расчета, из справочника, выбираем трансформатор. Это будут 2хТРДН-25000/110/10. Более высокая мощность трансформатора, чем полученная при расчете, позволяет в будущем увеличивать мощность потребителя без реконструкции подстанции.

$$K_{3.ABAP} = \frac{28,3}{25} = 1,132 < 1,4;$$

## 6. Выбор схемы главных соединений подстанции «19».

Схемы на повышенных напряжениях должны удовлетворять следующим требованиям по надежности электроснабжения:

1. Должна обеспечивать возможность ремонта выключателей без отключения соответствующих присоединений.
2. Отключение ЛЭП должно производиться не более чем двумя выключателями.
3. Повреждение или отказ одного выключателя не должно приводить к отключению более одной цепи (двух линий).

Для ВН выбираем схему ОРУ мостик (рисунок 5.1).

В схеме для четырех присоединений устанавливаются три выключателя Q1, Q2, Q3 с двумя линиями W1 и W2 (в мостике) включен. При повреждении на линии W1 отключается выключателем Q1, трансформаторы T1 и T2 остаются в работе, связь с энергосистемой осуществляется по линии W2. При повреждении в трансформаторе T1 отключается выключатель Q4 со стороны 6-10 кВ и выключатели Q1 и Q3. В этом случае линия W1 оказалась отключенной, хотя никаких повреждений на ней нет, что является недостатком схемы мостика. Если учесть, что аварийное отключение трансформаторов ^бывает редко, то с таким недостатком схемы можно мириться, тем более что после отключения Q1 и Q2 и при необходимости вывода в ремонт поврежденного трансформатора отключают разъединитель QS1 и включают Q1, Q2, восстанавливает работу линии W1.

Оперативная схема РУВН изображена на рисунке 4.1а

									Лист
									32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ				

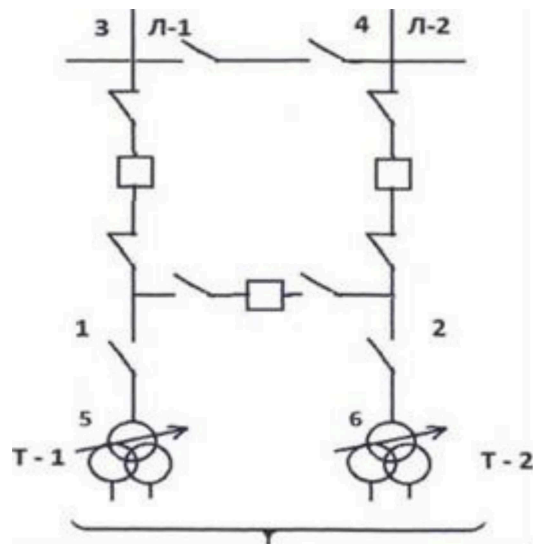


Рисунок 5.1. Оперативная схема РУВН два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой.

$$E = 24 \text{ МВт}$$

Для НН выбираем схему ЗРУ с одной системой сборных шин, секционированной выключателем. Достоинствами схемы являются простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность, что можно подтвердить на присоединений к шинам электроустановки двумя линиями W3, W4 (рисунок 4.1). При повреждении одной линии (к.з. в точке K2) отключаются выключатели Q2, Q3 и автоматически включается QB2, восстанавливая питание первой секции подстанции по линии W4.

При к.з. на шинах в. точке K1 отключаются выключатели QB1, Q6, Q3 и автоматически включается QB2. При отключении одного источника нагрузки принимает Оставшийся в работе источник питания.

Таким образом, питание в рассмотренных аварийных режимах не нарушается благодаря наличию двух питающих линий, присоединенных к различным секциям подстанции, каждая из которых должна быть рассчитана на полную нагрузку(100% резерв по сети). При наличии такого резерва по сети схема с одной секционированной системой шин может быть рекомендована для ответственных потребителей.

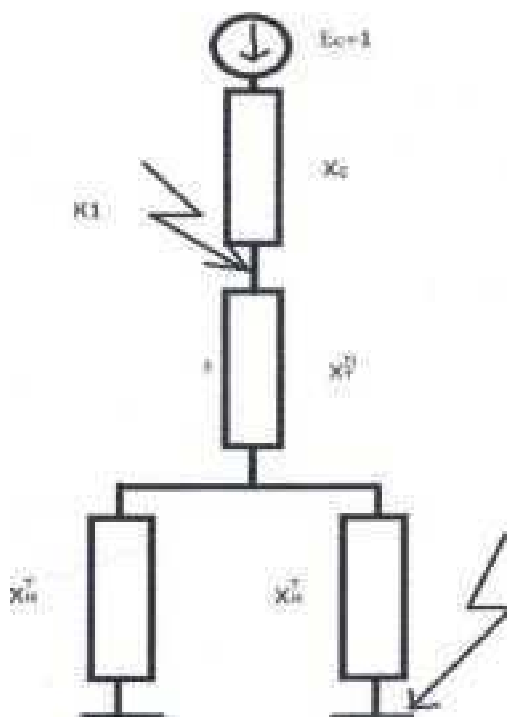
## 7. Расчет токов короткого замыкания выбранной подстанции.

Расчет токов короткого замыкания произведен для выбора электрооборудования. Рассчитаем токи к.з. при помощи программы «ТОКО», созданной на кафедре ЭССиС. Схема расчета представлена в приложениях А и Б. Конечная схема изображена на рисунке 5.3

Расчет токов к.з. произведен в относительных единицах при следующих параметрах:

Базисная мощность:  $S_B = 1000$  МВА,

Базисное напряжение:  $U_B = 115$  кВ



## 8. Выбор оборудования открытого распределительного устройства 110 кВ.

8.1 Выбор выключателя и разъединителя в цепи высшего напряжения силового трансформатора.

Ток трансформатора в нормальном режиме:

$$I_{\text{раб.норм}} = \frac{2}{3} \cdot \frac{S_{\text{ННО.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ННО}}} = \frac{1.4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 87.47 \text{ А};$$

									Лист
									34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ				

Ток трансформатора в аварийном режиме:

$$I_{\text{раб.ут}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ННО.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ННО}}} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А};$$

Расчетным током короткого замыкания является ток на шинах высшего напряжения в точке К1 на рисунке 6. Выключатели на напряжение 110 кВ выбираются однотипными для всех цепей распределительного устройства и проверяются по наиболее тяжелым условиям. К установки принимаем элегазовый выключатель типа ВЭБ -110-40/2500

Тепловой импульс:

$$B_k = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 2469^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 1,066 \text{ кА}^2\text{с};$$

где  $T_a = 0,02..0,03$  - постоянная времени апериодической составляющей;  
 $t_{\text{отк}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{0.в.}} = 0,1 + 0,055 = 0,155$ ,

$t_{\text{р.с.}}$  - время действия основной защиты трансформатора, равное 0,1 с,

$t_{\text{0.в.}}$  - время отключения выключателя, равное 0,055 с.

Собственное время отключения данного выключателя  $t_{\text{сВ}} = 0,025$  с.

Тогда рассчитанное время отключения равно:

$$t_{\text{р}} = t_{\text{мин}} + t_{\text{сВ}} = 0,01 + 0,025 = 0,035;$$

Ударный ток равен:

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пр}} \cdot 1,7;$$

$$\text{отсюда } I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 2,469 \cdot 1,7 = 6,28.$$

Значение апериодической составляющей в момент рассоединения контактов выключателей:

$$I_{\text{а.т.}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к1}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T}}, \quad I_{\text{а.т.}} = \sqrt{2} \cdot 2,469 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,03}} = 1,09 \text{ кА}.$$

Все расчетные и каталожные данные сведены в таблицу 6,

Выключатели выберем по напряжению установки, по длительному току и по

									Лист
									35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ				

отключающей способности. Параметры выключателя, разъединителя и необходимые требования к ним сведены в таблицу 11. Величины, входящие в таблицу, вычислены по следующим формулам, описанным также в учебной и справочной литературе./7/

Таблица 11 - Расчетные и каталожные данные

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-110- 40/2500	Разъединитель РДЗ- 2- 1 10/630
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{раб. утж} = 183,7$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{п,т} = 2,469 \text{ кА}$	$I_{отк} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{а,т} = 1,09 \text{ кА}$	$I_{а.ном} = 26,59 \text{ кА}$	-
$I_y = 6,28 \text{ кА}$	$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$
$W_k = 1,066 \text{ кА}^2\text{С}$	$I t^2_{xtT} = 4800 \text{ кА}^2\text{С}$	$I t^2_{xtT} = 1450 \text{ кА}^2\text{С}$

## 8.2 Выбор трансформаторов тока в цепи отходящей линии 110 кВ

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются:

4. по номинальному напряжению -  $U_{уст} < U_{ном}$ ;
5. по номинальному току -  $I_{раб утж} \leq I_{ном}$ , причем номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешности;
6. по конструкции и классу точности;
7. по электродинамической стойкости;
8. по термической стойкости.

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи  $Z_{2ном}$  Ом, т.е.

В нашем случае трансформаторы тока встроенные типа ТВГ- 110-

										Лист
										36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ					

0,5/10p/10p/10p/10p/0,5. Схема включения необходимых приборов показана на рисунке 7.

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем

нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока

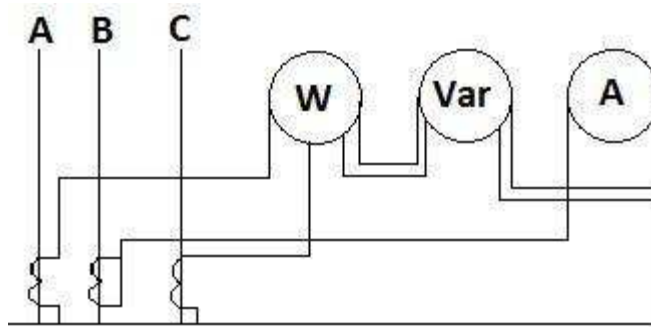


Рисунок 7.— Схема соединения трансформаторов тока и измерительных приборов.

Таблица 12 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0,5	
Ваттметр	Д-304	0,5		0,5
Варметр	Д-304	0,5		0,5
ИТОГО		1	0,5	1

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2}{5^2} = 0.04 \text{ Ом};$$

Вторичная номинальная нагрузка в классе точности 0,5 составляет 0,8 Ом. Сопротивление контактов при четырех приборах принимаем 0,1 Ом, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{приб}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 1,2 - 0,04 - 0,1 = 1,06;$$

Расчетная длина соединительных проводов  $L_{\text{расч}} = 100$  м. Сечение соедини-

тельных проводов вычисляется как:

$$q = \frac{p \cdot L_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{1,06};$$

Выбирается провод с алюминиевыми шинами сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

### 8.3 Выбор трансформаторов напряжения на 110 кВ

Выбирается трансформатор напряжения НКФ-110-57 U<sub>ном</sub>=110кВ, S<sub>ном</sub>=400 кВА, класс точности 0,5.

Трансформатор напряжения устанавливается на каждую сборную шину. К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной сборной шины. Расчёт вторичной нагрузки трансформатора напряжения представлен в таблице 9.

Перечень необходимых приборов выбирается по ПУЭ. На чертеже электрической схемы подстанции указаны места их установки. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = 18,5.$$

Трансформатор напряжения НКФ-110-57 имеет номинальную мощность S<sub>ном</sub>=400, что больше S<sub>2Σ</sub>. Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности - 0,5. Для соединения трансформаторов напряжения с приборами выбран контрольный кабель с медными шинами сечения 2,5 мм<sup>2</sup>.

Таблица 13 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения.

Прибор	Сборные шины Линии 110	Тип	S <sub>1обм</sub>	N <sub>обм</sub>	Co	Sin	N <sub>приб</sub>	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр		Н-	10	1		0	1	1.0	-
Вольтметр		Э-355	2	1		0	1	2	-
ФИП '		ФИП	3	1		0	1	3	-
Амперметр		Э-350	0,5	1		0	1	0,5	-
Варметр		Д-335	1,5	2		0	1	1,5	-
Ваттметр		Д-335	1,5	2		0	1	1,5	-
Итого							1815		



Для соединения трансформаторов напряжения с приборами для упрощения расчётов принимаем по условию механической прочности контрольный кабель АКРВГ с сечением алюминиевых жил 2,5 мм.

Ограничители напряжения ОПН для защиты трансформаторов выберем по напряжению установки  $U_{уст} < U_{ном}$  - Выбираем ОПН 110У1.

Конденсаторы:

Выбираем конденсатор СМК-110√3.

#### 8.4 Выбор выключателей и разъединителей низшего напряжения.

Выбор выключателей устанавливаемых на выводах низшего напряжения (НН) трансформаторов осуществляется по той же методике, что и в предыдущем пункте.

Расчётные токи продолжительного режима в цепи НН трансформатора ТРДН-25/110:

$$I_{\text{раб. ут}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{номТ}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 1819,1 \text{ А};$$

$$I_{\text{раб. нор}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{номТ}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = \frac{0,7 \cdot 25000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 902,4 \text{ А}.$$

Ток короткого замыкания в начальный момент времени на шинах низшего напряжения в точке К2 (приложение ГГ), рассчитан ранее.

К установке принимаем выключатель вакуумный типа ВВЭ-10- 31.5/3150УЗ (с электромагнитным приводом) производства РВЗА.

Собственное время отключения выключателя  $t_{\text{с.в.}} = 0,55$  с. Расчётное время

$$t = t_{\text{з.мин}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с}.$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в момент времени  $t$

$$I_{\text{п.т.}} = I_{\text{п.о.}} = 13,302 \text{ кА};$$

									Лист
									39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ				

Ударный ток равен:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{н.т.} \cdot 1.7,$$

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 13.302 \cdot 1.7 = 31,98 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания в момент времени  $\tau$

$$I_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot 13.302 \cdot e^{\frac{-0.065}{0.04}} = 3.72 \text{ кА}$$

Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются:

- по номинальному напряжению  $-U_{уст} < U_{ном}$ ;
- по номинальному току  $-I_{раб.утж.} < I_{ном}$  причём номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

9. по конструкции и классу точности;
10. по электродинамической стойкости;
11. по термической стойкости.

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи  $Z_2$  не превосходила нормированной для данного класса точности нагрузки  $Z_{2ном}$  Ом, т.е.

$$Z_2 < Z_{2ном}.$$

Перечень контрольно-измерительных приборов устанавливаемых на реконструируемой подстанции сведён в таблицу 14.

					130302.2018.14-267.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Таблица №14 - Перечень контрольно-измерительных приборов устанавливаемых на п/ст

Место установки	Перечень приборов
Обмотки НН понизительных трансформаторов	Амперметр, ваттметр, счётчики активной и реактивной мощности
Секции сборных шин 10 кВ	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трёх фазных
Секционные шиносоединительные выключатели	Амперметр
Линии 10 кВ	Амперметр, расчётный счётчик активной энергии

Выбор трансформаторов тока в цепях отходящих линий 10 кВ для наиболее загруженной присоединения.

Для системы связанной с шинами рассматривается КЗ, через трансформаторы мощностью 25МВА,  $T_a=0,04$  с [2].

Завод-изготовитель гарантирует выключателю аperiodическую составляющую в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$I_{a,НОМ}=\sqrt{2}\beta_{НОМ}I_{ОТК} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 25 = 14,14 \text{ кА}$$

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$B_K=I_{no}^2 \cdot (t_{ОТК}+T_a)= 13,302^2 \cdot (0,175+0,04)=3 \text{ 8,042 кА}^2\text{с}$$

Здесь  $t_{ОТК} = 0,1 + 0,075 = 0,175$  с

Таблица № 15 - Расчётные и каталожные данные

Расчётные данные	Каталожные данные
	. Выключатель ВВЭ-10-31.5/3150УЗ
$U_{вст} = 10$ кВ	$U_{НОМ} = 10$ кВ
$I_{раб.утж} = 1819,1$ А	$I_{НОМ} = 3150$ А
$I_{пт} = 13.302$ кА	$I_{отк} = 31,5$ кА
$i_{a \cdot \tau} = 3,72$ кА	$I_{a,НОМ} = 11,3$ кА
$I_{по} = 13,302$ кА	$I_{пр.с} = 31,5$ кА
$i_v = 31,98$ кА	$I_{лин} = 81$ кА
$B_K = 38,042$ кА <sup>2</sup> с	$I_{\tau}^2 \cdot t_{\tau} = 3152 \cdot 3 = 2977$ кА <sup>2</sup> с

Распределительное устройство принимаем комплектным из шкафов КРУ серии КВЗ. Разъединители в КРУ встроенные стычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателями ВВЭ, в зависимости от величины максимального рабочего тока присоединения, который изменяется от присоединения к присоединению.

Принимаем к установке в шкафах КРУ трансформатор тока типа ТЛК-10- 3, Схема включения необходимых приборов(таблица 16) показана на рис. 6.

Сравнение расчётных и каталожных данных приведено в таблице 16

Таблица №16 - Сравнение расчётных и каталожных данных

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст}=10$ кВ	$U_{НОМ}=10$ кВ
$I_{раб.утж}=1819,1$ А	$I_{НОМ} =3150$ А
$I_y=31,98$ кА	$I_{дин}=81$ кА
$В_k=38,042$ кА <sup>2</sup> с	$I^2_{т} \cdot t_{т}=31,5^2 \cdot 3=2977$ кА <sup>2</sup> с

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожным данными приборов /1/, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока (таблица 13).

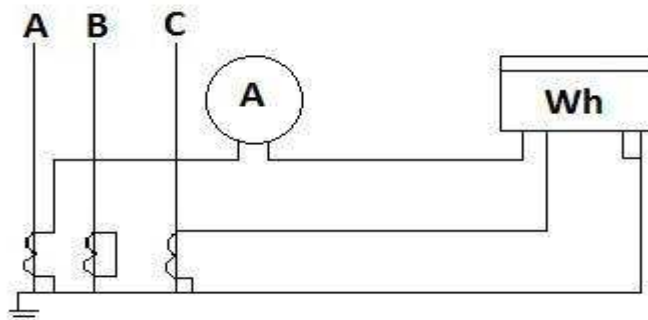


Рисунок 6 - Схема соединения трансформаторов тока и измерительных приборов.

Таблица № 17 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В А		
		А	В	С
Амперметр	Э-377	0.1	-	-
Счетчик активной	И-675	2.5	-	2.5
ИТОГО:		2.6		2.5

Из таблицы 17 видно, что наиболее загружен трансформатор тока фазы А.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2.6}{5^2} = 0.104 \text{ Ом.}$$

Вторичная номинальная нагрузка в классе точности 0,5 составляет 0,4 Ом.

Сопротивление контактов при двух приборах принимаем 0,05 Ом, тогда сопротивление проводов

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,104 - 0,05 = 0,246 \text{ Ом;}$$

Принимаем длину соединительных проводов с алюминиевыми жилами 4м, определяем сечение

$$q = \frac{p \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,028 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,246} = 0,797;$$

где  $p$  - удельное сопротивление алюминия;

$L_{\text{расч}}$  - расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока, в данном случае

$$L_{\text{расч}} = 1 \cdot \sqrt{3};$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

Выбор остальных трансформаторов тока в цепях отходящих линий 10кВ производится аналогичным образом. Принимаем к установке трансформаторы тока следующих типов: ТЛК-10-1, ТЛК-10-3 с номинальными первичными токами 600,1000, 1600А, поскольку трансформаторы с меньшими первичными токами не проходят по условию электродинамической стойкости

									Лист
									43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ				

## 8.5 Выбор трансформатора тока в цепи низшего напряжения

Принимаем к установке трансформатор тока типа ТШЛК-10. Схема включения необходимых приборов (в соответствии с таблицей 13) показана на рисунке 7.

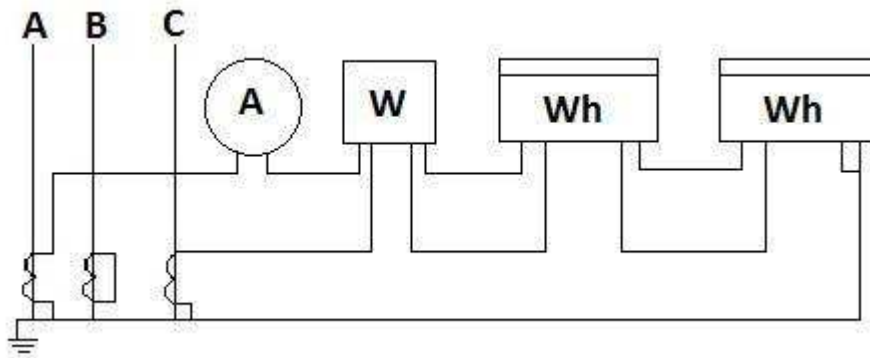


Рисунок 7- Схема соединения трансформаторов тока и измерительных приборов.

Сравнение расчётных и каталожных данных приведено в таблице 18.

Таблица №18 - Сравнение расчётных и каталожных данных.

Расчётные данные	Каталожные данные
	ТШЛК- 10
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.угж.} = 1819,1 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 3000 \text{ А}$
$i_y = 31,98 \text{ КА}$	-
$B_k = 38,042 \text{ кА}^2\text{С}$	$(k_t - I_{НОМ})^2 \cdot t_t = (35 - 3)^2 \cdot 3 = 33075 \text{ кА}^2\text{С}$

Определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока (таблица 19).

Таблица №19 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В* А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-377	0,1	-	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	И-675	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	И-673М	2,5	-	2,5
ИТОГО:		5,6		5,5

Из таблицы 19 видно, что наиболее загружен трансформатор тока фазы А.

Вторичная номинальная нагрузка в классе точности 0,5 составляет 0,8 Ом.

$$r_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{5,6}{5^2} = 0,244 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление приборов. Сопротивление контактов при четырёх приборах принимаем 0,1 Ом, тогда сопротивление проводов

$$r_{\text{пр}} \cdot Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,8 - 0,244 - 0,1 = 0,456 \text{ Ом.}$$

Принимаем длину соединительных проводов с алюминиевыми жилами 4м. Определим сечение:

$$q = \frac{p \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,028 \cdot \sqrt{3}}{0,456} = 0,429 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель АКВРГ сечением 2,5мм .

Выбор трансформатора тока в цепи шиносоединительного выключателя, производится аналогичным образом. Принимаем к установке трансформатор тока того же типа - ТШЛК-10.

Контрольный кабель принимаем марки АКВРГ сечением 2,5мм , для обеспечения условий механической прочности.

## 8.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбираются:

- напряжению установки -  $U_{\text{уст}} < U_{\text{ном}}$ ;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке -  $S_{2\Sigma} < S_{2\text{ном}}$ ,

где  $S_{2\Sigma}$  - номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе

									Лист
									45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ				

точности.

На каждой секции сборных шинах 10 кВ устанавливаем по одному одноступенчатому трансформатору напряжения.

Поскольку трансформатор напряжения предназначен для питания параллельных катушек измерительных приборов и для контроля изоляции в сетях с малыми токами замыкания на землю, то целесообразно использовать трёхфазный пятистержневой трансформатор напряжения типа 3хЗНОЛ-10 (трансформаторы этого типа установлены на действующей подстанции).

Таблица №20 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Потреб.	Число кат.	Cos (φ)	Sin (φ)	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P,Вт	Q,ВА
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	4	0
Ваттметр	Д-335	0	2	1	0	1	3	0
Счётчик активной энергии	И-675	2	а	0.38	0,92	3	12	29.19
Счётчик реактивной энергии	И-673М	2	2	0.38	0.92	1	4	9.37
ИТОГО:							23	38.9

Подсчёт нагрузки основной обмотки приведён в таблице 20.

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{23^2 + 38.9^2} = 45,2 \text{ ВА.}$$

Выбранный трансформатор 3хЗНОЛ-10 имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счётчиков.

Таким образом:

трансформатор будет работать в выбранном классе точности.



Для подключения трансформаторов напряжения к секциям сборных шин выбираем предохранители типа ПКН 101-10-2-31.5УЗ.

## **9. Выбор видов релейной защиты и автоматики для всех объектов подстанции.**

Для каждого объекта подстанции выбираем по ПУЭ и НТП виды РЗиА.

### **9.1. Кабельная линия 10 кВ**

Согласно пункту 3.2.91 /1/ для защиты КЛ-10 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Согласно пункту 3.2.92 /1/ защита от многофазных замыканий должна быть выполнена в двухфазном исполнении и включаться в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Защита должна быть выполнена двух- или однорелейной в зависимости от требований чувствительности и надежности.

По пункту 3.2.93 /1/ на заданных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий устанавливается двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

Защита от однофазных замыканий на землю согласно пункту 3.2.96 /1/ должна быть выполнена в виде:

- селективной защиты (устанавливает на какой линии произошло замыкание) действующей на сигнал;

- селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление),

действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности (когда работают люди), в данном случае не применима;

									Лист
									47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ				

- устройства контроля изоляции; при этом отыскание поврежденного элемента должно осуществляться специальными устройствами; допускается отыскание поврежденного элемента поочередным отключением присоединений.

Защита от однофазных замыканий на землю выполняется по пункту 3.2.97 /1/ с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности. Защита в первую очередь должна реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, регистрирующих кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия.

Согласно нормам технологического проектирования /2/:

9.15.4. На отходящих фидерах предусматривать:

- максимальную токовую защиту;
- токовую отсечку;
- защиту от замыканий на землю;
- дуговую защиту;
- УРОВ.

Автоматика

На кабельных линиях не предусмотрена автоматика, в частности нет АПВ по пункту 3.3.2 /1/.

Таблица 21- Защиты для КЛЭП

Вид защиты	Тип защиты
От многофазных замыканий	Токовая отсечка $At = 0$ , МТЗ д/ =
От однофазных замыканий на землю	МТЗ на сигнал
Ближнее резервирование	УРОВ

## 9.2 Секционный выключатель 10 кВ

Согласно пункту 3.2.126 /1/ специальные устройства релейной защиты для одиночной секционированной системы шин 6-10 кВ понижающих подстанций, как правило, не следует предусматривать, а ликвидация КЗ на шинах должна

										Лист
										48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ					

осуществляться действием защит трансформаторов от внешних КЗ и защит, установленных на секционном выключателе.

Однако согласно НТП пункт 9.15.2 /2/ на секционном выключателе предусматривать:

- максимальную токовую защиту;
- дуговую защиту.

Автоматика

Из общего раздела по релейной защите пункт 3.2.18 /1/ для общего повышения надежности на всех электроустановках предусматривается устройство резервирования при отказе выключателей (УРОВ) для осуществления ближнего резервирования.

Таблица 22 - Защита и автоматика секционного выключателя

Вид защиты	Тип защиты
От многофазных замыканий	МТЗ $At = const$
Ближнее резервирование	УРОВ
	АВР

### 9.3 Вводной выключатель 10 кВ

Согласно пункту 3.2.126 /1/ специальные устройства релейной защиты для одиночной секционированной системы шин 6-10 кВ понижающих подстанций, как правило, не следует предусматривать, а ликвидация КЗ на шинах должна осуществляться действием защит трансформаторов от внешних КЗ и защит, установленных на секционном выключателе.

Однако согласно НТП пункту 9.15.1 /2/ на вводных ячейках нужно предусматривать:

- максимальную токовую защиту с возможностью комбинированного пуска по напряжению;

- дуговую защиту;
- защиту минимального напряжения;
- УРОВ.

#### Автоматика

Из общего раздела по релейной защите пункт 3.2.18 /1/ для общего повышения надежности предусматривается устройство резервирования при отказе выключателей (УРОВ) для осуществления ближнего резервирования.

Таблица 23 - Защита и автоматика вводного выключателя

Вид защиты/автоматики	Тип защиты
От многофазных КЗ	МТЗ с пуском по напряжению
Минимального напряжения	ЗМН
Ближнее резервирование	УРОВ

#### 9.4 Шины НН 10 кВ

Согласно пункту 3.2.126 /1/ специальные устройства релейной защиты для одиночной секционированной системы шин 6-10 кВ понижающих подстанций, как правило, не следует предусматривать, а ликвидация КЗ на шинах должна осуществляться действием защит трансформаторов от внешних КЗ и защит, установленных на секционном выключателе.

Однако согласно НТП пункту 9.15.3 /2/ на каждой секции шин должна быть предусмотрена:

- дуговая защита шин, реагирующая на появление электрической дуги в ячейках КРУ. Защита действует без выдержки времени на отключение питающих элементов секции шин 6-10 кВ (вводного и секционного выключателей), Кроме того, если электрическая дуга возникла в ячейке ввода, дуговая защита действует с выдержкой времени порядка 0,5 секунды на отключение трансформатора, питающего данную секцию;
- логическая защита шин (ЛЗШ), для выполнения которой используется обмен информацией между защитами питающих элементов (вводных и

										Лист
										50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ					

секционных выключателей) и защитами фидеров. Принцип действия ЛЗШ на каждом питающем элементе: если сработали токовые реле питающего элемента и не сработали токовые реле ни на одном фидере, следовательно, это КЗ на секции шин, при этом ЛЗШ действует без выдержки времени на отключение питающего элемента;

- неселективная сигнализация от замыканий на землю, реагирующая на напряжение  $3U_0$ . Защита срабатывает при возникновении замыкания на землю в любой точке электрически связанной сети 10 кВ и действует на сигнал с выдержкой времени 9 секунд.

#### Автоматика

По пункту 3.3.25 /1/ на двухтрансформаторных понижающих подстанциях при раздельной работе трансформаторов предусматриваться устройства АПВ шин низшего напряжения в сочетании с устройствами АВР; при внутренних повреждениях трансформаторов должно действовать АВР, при прочих повреждениях - АПВ.

Согласно 3.3.30 /1/ устройства АВР должны предусматриваться для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к обесточению электроустановок потребителя. Устройства АВР должны предусматриваться также для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса.

Устройства АВР также рекомендуется предусматривать, если при их применении возможно упрощение релейной защиты, снижение токов КЗ и удешевление аппаратуры за счет замены кольцевых сетей радиально-секционированными и т. п.

Устройства АВР могут устанавливаться на секционных и шиносоединительных выключателях и т. п. На проектируемой подстанции устройство АВР установлено на секционном выключателе 10 кВ и подключено к трансформаторам напряжения.

									Лист
									51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ				

Также в КРУ-10 кВ устанавливается АЧР и ЧАПВ. Согласно ПУЭ к АЧР и ЧАПВ предъявляются следующие требования (Раздел 3. Глава 3.3. параграф - «Автоматическое ограничение снижения частоты»):

По пункту 3.3.76 /1/ автоматическое ограничение снижения частоты должно выполняться с таким расчетом, чтобы при любом возможном дефиците мощности в энергообъединении, энергосистеме, энергоузле возможность снижения частоты ниже уровня 45 Гц была исключена полностью, время работы с частотой ниже 47 Гц не превышало 20 с, а с частотой ниже 48,5 Гц - 60 с.

Согласно 3.3.79 /1/ автоматическая частотная разгрузка предусматривает отключение потребителей небольшими долями по мере снижения частоты (АЧР1) или по мере увеличения продолжительности существования пониженной частоты (АЧРП).

Устройства АЧР должны устанавливаться, как правило, на подстанциях энергосистемы. Допускается их установка непосредственно у потребителей под контролем энергосистемы.

Объемы отключения нагрузки устанавливаются, исходя из обеспечения эффективности при любых возможных дефицитах мощности; очередность отключения выбирается так, чтобы уменьшить ущерб от перерыва электроснабжения, в частности должно применяться большее число устройств и очередей АЧР, более ответственные потребители должны подключаться к более дальним по вероятности срабатывания очередям.

Действие АЧР должно быть согласовано с работой устройств АПВ и АВР. Недопустимо уменьшение объема АЧР за счет действия устройств АВР или персонала.

По пункту 3.3.81 /1/ устройства ЧАПВ используются для уменьшения перерыва питания отключенных потребителей в условиях восстановления частоты в результате реализации резервов генерирующей мощности, ресинхронизации или синхронизации по отключившейся электропередаче.

При размещении устройств и распределении нагрузки по очередям ЧАПВ следует учитывать степень ответственности потребителей, вероятность их

									Лист
									52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

отключения действием АЧР, сложность и длительность неавтоматического восстановления электропитания (исходя из принятого порядка обслуживания объектов). Как правило, очередность включения нагрузки от ЧАПВ должна быть обратной по сравнению с принятой для АЧР.

Таблица 24 - Защита и автоматика шин

Вид защиты/автоматики	Тип защиты
сигнализация замыканий на	Контроль изоляции на ТН -
Дуговая защита	Отдельное устройство
Логическая защита	Реализуется во вводе и СВ
ЗМН	
АЧР+ЧАПВ	

### 9.5 Трансформатор 110/10/10 кВ

Для трансформаторов согласно пункту 3.2.51 /1/ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- 2) однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- 3) витковых замыканий в обмотках;
- 4) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- 5) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- 6) понижения уровня масла;

Согласно пункту 3.2.53 /1/ для данного трансформатора применяется газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Защита от повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа, может быть выполнена также с использованием реле давления.

Защита от понижения уровня масла может быть выполнена также в виде отдельного реле уровня в расширителе трансформатора.

Для защиты избирателей РПН, размещаемых в отдельном баке, следует предусматривать отдельное газовое реле.

Должна быть предусмотрена возможность перевода действия отключающего элемента газовой защиты на сигнал и выполнения отдельной сигнализации от сигнального и отключающих элементов газового реле (различающейся характером сигнала).

По пункту 3.2.54 /1/ для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должна быть предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени (на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более), которая должна действовать на отключение всех выключателей трансформатора

Согласно пункту 3.2.55 /1/ продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами.

Согласно пункту 3.2.59 /1/ для защиты заданного трансформатора от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ, должна быть предусмотрена защита с действием на отключение - максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или без него.

При выборе тока срабатывания максимальной токовой защиты необходимо учитывать возможные токи перегрузки при отключении параллельно

										Лист
										54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ					



работающих трансформаторов и ток самозапуска электродвигателей, питающихся от трансформаторов.

По пункту 3.2.61 /1/ защиту от токов, обусловленных внешними многофазными КЗ, следует устанавливать на понижающих двухобмоточных трансформаторах, питающих отдельно рабочие секции, - со стороны питания и со стороны каждой секции;

По пункту 3.2.69 /1/ на заданных трансформаторах в зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки следует предусматривать максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал.

#### Автоматика

Из общего раздела по релейной защите пункт 3.2.18 /1/ для общего повышения надежности предусматривается устройство резервирования при отказе выключателей (УРОВ) для осуществления ближнего резервирования.

По пункту 3.3.61 /1/ трансформаторы с РПН распределительных подстанций для поддержания или заданного изменения напряжения должны оснащаться системой автоматического регулирования коэффициента трансформации. При необходимости автоматические регуляторы должны обеспечивать встречное регулирование напряжения.

Согласно НТП /2/ пункт 9.7.1 на трансформаторе должны быть предусмотрены следующие защиты:

- дифференциальная токовая защита;
- газовая защита;
- защита устройства РПН;
- резервные защиты на сторонах высшего и низшего напряжения;
- защита от перегрузки.

										Лист
										55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ					

Таблица 25 - Защита и автоматика трансформатора 110/10/10 кВ

Вид защиты/автоматики	Тип защиты
От повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла	Газовая защита
От повреждений на выводах, и от внутренних повреждений (замыкание на корпус)	ДЗТ $At = 0$
От токов, обусловленных внешними многофазными КЗ	МТЗ
От токов, обусловленных перегрузкой	ЗП
Защита устройства РПН	АРКТ
Ближнее резервирование	УРОВ

### 9.6 Воздушные линии 110 кВ

Согласно пункту 3.2.106 /1/ для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

По пункту 3.2.107 /1/ защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях, если в сети возможны качания или асинхронный ход, при которых вероятны излишние срабатывания защиты. Допускается выполнение защиты без блокирующих устройств, если она отстроена от качаний по времени (около 1,5-2 с).

Согласно пункту 3.2.108 /1/ для линий напряжением 110-220 кВ вопрос о типе основной защиты, в том числе о необходимости применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка, должен решаться в первую очередь с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы.

По пункту 3.2.111 /1/ на одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон (последнее - на линиях с ответвлениями), как при наличии, так и

											Лист
											56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ						

при отсутствии обходных связей от многофазных замыканий должна быть применена дистанционная защита (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве резервной.

В качестве дополнительной защиты используется токовая отсечка без выдержки времени.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности.

Согласно пункту 9.9.1 /2/ на линиях с двухсторонним питанием, отнесенным к ЕНЭС, а также отходящих от ПС ЕНЭС, должны устанавливаться две независимые защиты от всех видов повреждения: быстродействующая защита с абсолютной селективностью и комплект ступенчатых защит (резервная защита). Должны быть предусмотрены меры по отстройке быстродействующих защит от коротких замыканий за силовыми трансформаторами отпаечных подстанций.

По пункту 9.9.2 /2/ в качестве основной быстродействующей защиты необходимо применять один из следующих вариантов:

- 1) продольную дифференциальную защиту (ДЗЛ)
- 2) дифференциально-фазную (ДФЗ) защиту;
- 3) защиту с высокочастотной блокировкой (направленная высокочастотная фильтровая защита);
- 4) комплект ступенчатых защит с передачей блокирующих или разрешающих сигналов.

Согласно пункту 9.9.4 /2/ комплект ступенчатых защит должен содержать дистанционную и токовую направленную защиту нулевой последовательности. Отдельные (по выбору) ступени дистанционной защиты должны блокироваться при качаниях.

По пункту 9.9.5 /2/ должна предусматриваться возможность оперативного и автоматического ускорения ступенчатых защит и выбора ускоряемых ступеней.

					130302.2018.14-267.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

## Автоматика

Из общего раздела по релейной защите пункт 3.2.18 /1/ для общего повышения надежности предусматривается устройство резервирования при отказе выключателей (УРОВ) для осуществления ближнего резервирования.

Согласно пункту 3.3.2 /1/ устройства АПВ применяются для линий 110 кВ. Используются устройства АПВ однократного действия согласно пункту 3.3.6 /1/.

По пункту 9.10.4 /2/ при выполнении АПВ должно быть реализовано:

- 1) действие на включение выключателя по факту наличия готовности выключателя линии и устройства АПВ с установленной выдержкой времени;
- 2) запрет при отключении/включении выключателя оперативным персоналом;
- 3) возможность запрета ТАПВ от внешних устройств;
- 4) взаимный запрет ТАПВ выключателей при неуспешном ТАПВ выключателя, включаемого первым (при наличии двух выключателей на линии);
- 5) оперативный ввод/вывод ТАПВ, изменение алгоритма контроля ТАПВ посредством местного и (при наличии АСУ ТП) удаленного доступа;

На линиях предусматривается ТАПВ с контролем наличия синхронизма напряжений на линии и на шинах.

Таблица 26 - Защита и автоматика для ВЛЭП 110 кВ

Вид защиты/автоматики	Тип защиты
От многофазных замыканий	ДЗЛ - основная
	Дистанционная защита - резервная
От замыканий на землю	ТЗНП
	УРОВ
	ТАПВ

## 9.7 Ошиновка 110 кВ

По пункту 3.2.119 /1/ для сборных шин 110 кВ и выше подстанций отдельные устройства релейной защиты должны быть предусмотрены:

- 1) для двух систем шин (двойная система шин, полупорционная схема и др.) и одиночной секционированной системы шин;

									Лист
									58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ				

Согласно пункту 3.2.121 /1/ в качестве защиты сборных шин подстанций 35 кВ и выше следует предусматривать, как правило, дифференциальную токовую защиту без выдержки времени, охватывающую все элементы, которые присоединены к системе или секции шин. В защите шин 110 кВ и выше следует предусматривать возможность изменения фиксации при переводе присоединения с одной системы шин на другую на рядах зажимов.

По пункту 3.2.123 /1/ дифференциальная защита, указанная в 3.2.121, должна быть выполнена с устройством, контроля исправности вторичных цепей задействованных трансформаторов тока, действующим с выдержкой времени на вывод защиты из работы и на сигнал.

Согласно пункту 3.2.128 /1/ защиту шин следует выполнять так, чтобы при опробовании поврежденной системы или секции шин обеспечивалось селективное отключение системы (секции) без выдержки времени.

Согласно пункту 9.8.2 /2/ защита систем (секций) шин 110-220 кВ должна выполняться с использованием одного комплекта дифференциальной токовой защиты. Защита комплектных РУ 110-220 кВ с элегазовой изоляцией - с использованием двух комплектов дифференциальной защиты.

По пункту 9.8.4 /2/ дифференциальная защита шин (ошиновок) должна иметь устройство контроля исправности цепей переменного тока.

Таблица 7 - Защита и автоматика

Вид защиты/автоматики	Тип защиты
От многофазных замыканий	ДЗО

### 9.8 Секционный выключатель 110 кВ

По пункту 3.2.129 /1/ на шиносоединительном (секционном) выключателе должны быть предусмотрены защиты (используемые для разделения систем или \* секций шин при отсутствии УРОВ или выведении его или защиты шин из действия, а также для повышения эффективности дальнего резервирования): двухступенчатая токовая защита от многофазных КЗ;

трехступенчатая токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю.

Допускается установка более сложных защит на шиносоединительном (секционном) выключателе, если это требуется для повышения эффективности дальнего резервирования.

По пункту 9.13.1 /2/ на ШСВ и СВ должна быть предусмотрена ступенчатая защита от между фазных КЗ и от однофазных КЗ.

Таблица 28 - Защита и автоматика для СВ 110 кВ

Вид защиты/автоматики	Тип защиты
От многофазных замыканий	МТЗ
От замыканий на землю	ТЗНП
Ближнее резервирование	УРОВ

#### 9.9 Выбор типоразмера терминалов релейной защиты и автоматики.

При новом строительстве и реконструкции должны применяться современные устройства РЗА отечественного или иностранного производства.

Отключение любого поврежденного элемента сети (линий, подстанционного оборудования - шин, трансформаторов и другого первичного оборудования) должно осуществляться с минимальным возможным временем в целях сохранения устойчивой бесперебойной работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения.

Для защиты объектов подстанции используем устройства релейной защиты на микропроцессорной базе, как наиболее совершенные по сравнению с устройствами на полупроводниковой и электромеханической элементной базе.

Для защиты присоединений подстанции используем защиты производства Siemens.

#### 9.10 Сторона низкого напряжения

Для защиты будем использовать многофункциональные реле Siprotec4 7SJ63.

									Лист
									60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

130302.2018.14-267.01 ПЗ

Цифровые многофункциональные устройства SIPROTEC4 7SJ63 является универсальными устройством предназначенным для защиты, управления и контроля присоединений шин. Это устройство может использоваться для защиты линий в сетях с заземленной, глухо заземленной, изолированной или компенсированной нейтралью. Оно подходит для работы в радиальных или кольцевых сетях для защиты линий с односторонним или многосторонним питанием.

В качестве устройства для дуговой защиты используем «ОВОД-МД» фирмы ООО НПФ «ПРОЭЛ». Назначение: защита от повреждения оборудования и обслуживающего персонала от травм при возникновении открытой электрической дуги.

Область применения: ячейки НКУ, КРУ, КРУН и КСО напряжением 0,4 - 35 кВ; комплектные трансформаторные подстанции КТП, КТПСН и т.п

#### 9.11 Сторона высокого напряжения

Для защиты трансформатора используется реле дифференциальной защиты 7УТ6 и многофункциональные реле Siprotec4 7SJ63 в качестве резервной защиты.

#### Газовая защита

Применяем для установки современное струйное реле российского производства РСТ-25.

Уставки по скорости масла: 0,9; 1,2; 1,5; 2,0; 2,5 м/с.

Время срабатывания реле при скорости масла в 1,25 раза превышающей уставку - не более 0,1 с.

Для защиты СВ 110 кВ используется многофункциональное реле Siprotec4 7SJ63 его функции описаны в пункте 2.1.

Защиты ошиновки.

									Лист
									61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ				

Используем цифровую дифференциальную токовая защита сборных шин типа 7SS60.

Для защиты линии 110 кВ используется многофункциональное реле Siprotec4 типа 7SD52 в качестве основной защиты и реле 7SA6 в качестве резервной защиты.

### 9.12 Проверка ТТ линии 110 кВ

Проверяем способность трансформатора тока обеспечивать действие терминала при первичном токе, соответствующем току срабатывания защиты. Для этого выбранный трансформатор тока проверяем на 10 % погрешность при расчетной нагрузке.

Определяем расчетную кратность тока для трансформатора тока:

$$K_{\text{расч}} = \frac{1,1 \cdot I_{\text{расч}}}{I_{1\text{ном}}}, \quad (1.13)$$

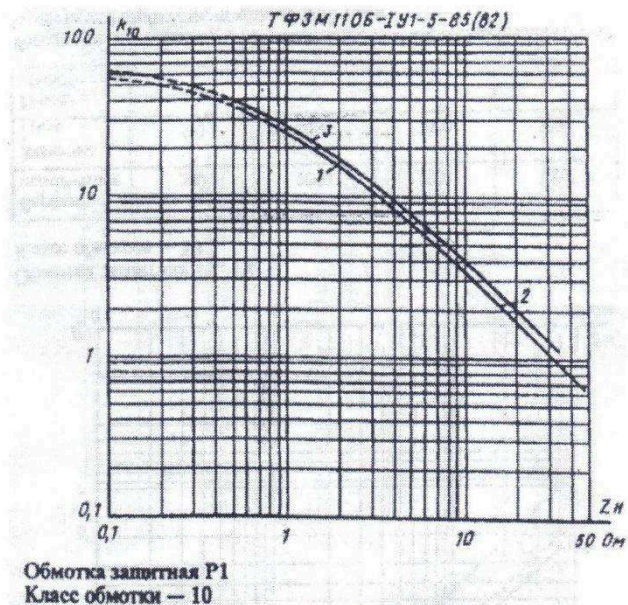
где  $I_{\text{расч}}$  - первичный расчетный ток, равный для дистанционной защиты линии с двухсторонним питанием максимальному току КЗ в конце первой зоны защиты или максимальному току КЗ «за спиной» /3/, примем равным 3000 А.

$$K_{\text{расч}} = \frac{1,1 \cdot I_{\text{расч}}}{I_{1\text{ном}}} = 16,5.$$

По кривым предельной кратности рисунок 5 для трансформатора тока ТФЗМ-110 находим допустимую вторичную нагрузку  $x_{\text{доп}}$ , которая составила  $r_{\text{доп}} = 2 \text{ Ом}$ .

					130302.2018.14-267.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62





Вариант исполнения	100	100	150	150	200	200	300
Значение $I_{ном}$	50	100	75	150	100	200	150
Номер кривой	1	2	2	2	2	2	2
Вариант исполнения	300	400	400	600	600	800	800
Значение $I_{ном}$	300	200	400	300	600	400	800
Номер кривой	2	2	2	2	2	3	3

Рисунок 5 - Кривые предельной кратности для трансформатора тока.

Сопротивление терминала будем искать из условия потребления мощности устройством 7SA6. На каждую фазу устройство потребляет 0,5 В А, поэтому для нахождения полной потребляемой мощности умножим вышеупомянутое значение на 3:

$$S_{потр} = 0,5 * 3 = 1,5 \text{ ВА.}$$

Номинальный вторичный ток трансформатора тока ТГ 145 составляет 5 А, поэтому:

$$Z_{блока} = \frac{S_{потр.}}{I^2};$$

$$Z_{блока} = \frac{1,5}{25} = 0,06 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем расчетное значение нагрузки для схемы звезда.

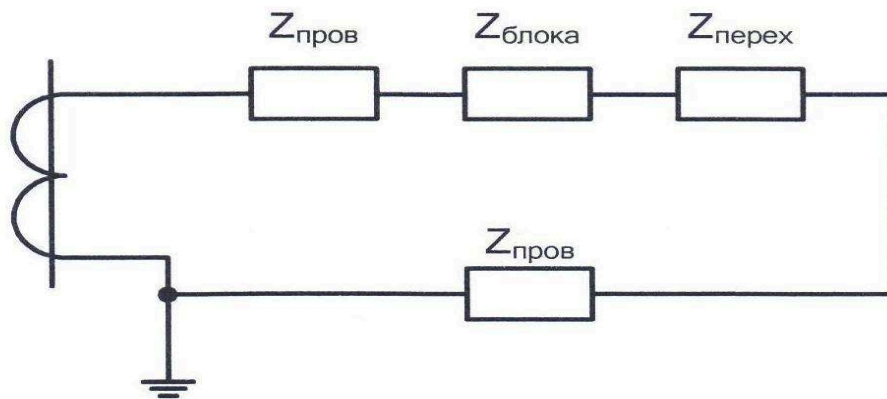


Рисунок 6 – Нагрузка на ТТ

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{расч.ВН}} = Z_{\text{перех}} + 2 \cdot Z_{\text{провод}} + Z_{\text{блока}},$$

где  $Z_{\text{провод}}$  – сопротивление проводов, принимаем 0,05 Ом;

$Z_{\text{перех}}$  – переходное сопротивление, равное 0,05 Ом, так как подключено менее трех приборов;

$$Z_{\text{н}} = 0,05 + 2 \cdot 0,05 + 0,06 \text{ Ом.}$$

Проверяем выполнение условия:

$$Z_{\text{н}} < Z_{\text{доп}};$$

$$0,21 \text{ Ом} < 2 \text{ Ом.}$$

Данное условие выполняется, значит трансформатор тока не перегружен.

## 10. Экономическая часть

### 10.1 Вычисление объема работы в условных единицах

Объем работы в условных единицах определим на основании данных приложения 3 /10/ и энергетической характеристики предприятия электрических сетей.

Число отходящих линий 10 кВ определим, исходя из нагрузки на одну линию порядка 0,5 - 1,5 МВ А. Среднюю длину одной линии примем равной 5 км Число линий  $n=12$ .

										Лист
										64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ					

Таблица 28- Отходящие линии

Активная, реактивная, полная мощность, МВА	Число линий	Общая длина ЛЭП, м
24,0; 15,5; 28,3	12	60

Количество оборудования и устройств устанавливается в зависимости от длины ВЛ соответствующих напряжений. Эти данные берутся из приложения 3/10/.

При опорах из железобетона или металла принимается количество условных единиц на 1км ЛЭП: на 10 кВ- 1,1 усл.ед/км оборудования; на 110 кВ - 1,6 усл.ед/км (одноцепная), 1,9 усл.ед/км (двухцепная).

Таблица 29 - Линии 110 кВ

Напряжение	Длина, км	Объемы оборудования
10кВ	60	60x1,1=66
110 кВ	24+22,5=46,5	46,5x1,6=74,4

Тогда объем работ для линий составит:

$$\Sigma V_{10} + V_{110} = 66 + 74,4 = 140,4 \text{ усл.ед (107)}$$

Вычислим объемы оборудования на подстанции 110 кВ.

Элегазовые выключатели на 110кВ-3шт. по 34усл.ед/шт.; на 10кВ-14 шт. по 10 усл.ед/шт.

Силовые трансформаторы на 110 кВ - 2 шт. по 7,8усл.ед/шт.

Прочее оборудование на подстанции примем 105 усл.ед.

Объём оборудования на подстанции:

$$102+140+15,6+105=362,6 \text{ усл.ед (108)}$$

Объемы работ суммарный:  $V_E = 140,4 + 362,6 = 503$  условных единиц.

										Лист
										65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ					

## 10.2 Определение объема эксплуатационных работ и

### текущего ремонта по ЛЭП и подстанции

Объем эксплуатационных работ и текущего ремонта ЛЭП и подстанции определяется на основании данных приложения 4,5,6 /10/ и удельных показателей по этим статьям в зависимости от объема работы в условных единицах. Объем эксплуатационных работ и текущего ремонта сведем в таблицу 30.

Таблица 30 - Объем эксплуатационных работ

Наименование	Ед. измерения	Стоимость, ед. раб., тыс.руб	Периодичность	Кол-во Оборуд.	Стоимость Работ (в год), тыс. руб.
1	2	3	4	5	6
Испытание силового трансформатора 110 кВ	шт.	426	6	2	142
Испытание измерительных тр-ров	шт.	180	6	6	180
Испытание-ОПН110	фаза	90	6	2	30
Измерение сопротивления контура заземл.	контур	255	10	1	25,5
Прочие расходы	усл.ед	200	1	100	20000
Текущий ремонт тр-ров	шт.	2514	2	2	2514
Осмотр подстанции 110 кВ	1 п/ст	165	1 р/мес	1	1980
Текущий ремонт трансформаторов	шт.	2514	2	2	2514
Текущий ремонт	шт.	924	2	3	1386
Текущий ремонт измерительных тр-ров	шт.	573	2	6	1719
Текущий ремонт разъединителей	шт.	243	2	10	1215
Текущий ремонт ячейки ОРУ 110 кВ	ячейка	1140	1	2	2280
Текущий ремонт щита управления и вторичной	панель	168	1	1	168
Текущий ремонт контура заземления	контур	468	1	1	468
Чистка и окраска выключателей	шт.	837	5	3	502,2
Окраска силового трансформатора	шт.	3000	5	2	1200
Прочие расходы	уел. ед	300	1	50	15000
Обход линий	км	9	2	14	63
Ревизия анкерных опор 110 кВ	опора	36	6	2	12

Ревизия промежуточных опор 110 кВ	опора	36	6	20	360
Испытание изоляторов штангой на опоре 110 кВ	опора	90	5	2	30
Ревизия проводов ЛЭП 11 ОкВ	опора	56	5	28	728
Итого:					50002,7

### 10.3 Расчет численности персонала

Оперативное и техническое обслуживание подстанции 110 кВ, расположенной в промышленном районе, производят ОВБ подстанции.

1. Норматив численности рабочих по оперативному и техническому обслуживанию ВЛ 10 кВ рекомендовано принять 0,91 чел./100км /10/.

Длина ВЛ 10 кВ равна 60 км, то численность рабочих определится как:

$$\sum_1 = 60 \cdot 0,91 / 100 = 0,546 \text{ чел.}$$

2. Численность рабочих по техническому обслуживанию и ремонту релейной защиты, электроавтоматики и проведению электроизмерений примем в количестве 0,033% от численности ПЭС (численность для ПЭС принять 18 человек/10/):

$$\sum_2 = 18 \cdot 0,033 = 0,594 \text{ чел.}$$

3. Численность рабочих по испытаниям изоляции и защиты от перенапряжений примем для ПЭС 11 человек:

$$\sum_3 = 11 \cdot 0,033 = 0,363 \text{ чел.}$$

8. Численность рабочих мастерской по ремонту оборудования рекомендовано принять 19 человек /10/:

$$\sum_4 = 19 \cdot 0,033 = 0,627 \text{ чел.}$$

9. Численность рабочих по техническому обслуживанию и ремонту средств механизации и транспорта примем согласно /10/22 человека:

$$\sum_5 = 22 \cdot 0,033 = 0,726 \text{ чел.}$$

10. Численность рабочих по техническому обслуживанию и ремонту средств диспетчерского и технического управления' принять в количестве 15 человек.

										Лист
										67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.14-267.01 ПЗ					

$$\Sigma_6 = 15 - 0,033 = 0,495 \text{ чел.}$$

11. Численность рабочих на ремонтно-строительных работах необходимо принять равной 4% от суммарной расчетной численности рабочих /10/.

$$\Sigma_7 = (\Sigma_1 + \Sigma_2 + \Sigma_3 + \Sigma_4 + \Sigma_5 + \Sigma_6) \cdot 4\% = 0,134 \quad (109)$$

12. Нормативы численности персонала по обслуживанию ЛЭП ПО кВ рекомендовано принять 1,38 чел/100км :

$$\Sigma_8 = \frac{1,38 \cdot 46,5}{100};$$

13. Нормативы численности рабочих по ремонту подстанции: - силовой трансформатор принять 9,46 чел/1 00 единиц оборудования /10/:

$$\Sigma_9 = \frac{9,46 - 2}{100} = 0,19;$$

Присоединение с элегазовыми выключателями 110 кВ принимаем 8 чел/100 ед.обор.:

$$\Sigma_9 = \frac{8 \cdot 3}{100} = 0,24;$$

14. Общая численность персонала составляет:

$$\Sigma_{10} = 0,546 + 0,594 + 0,363 + 0,627 + 0,726 + 0,495 + 0,134 + 0,48 + 0,19 + 0,24 = 4,395 \text{ чел.}$$

Принимается общая численность рабочих на подстанции равной 4 человека.

#### 10.4 Расчет фонда заработной платы для ПЭС

На примере, рассмотренном в /10/, составим для электрической системы штатное расписание и схему управления для ПЭС, показанную на рисунке 15

Численность персонала для подстанции определена выше. Группа по оплате труда руководителей - II, по оплате труда мастеров - I, группа по оплате труда электромонтеров по обслуживанию подстанции - IV, группа по оплате труда электромонтеров ОВБ- IV.

При расчете годового фонда заработной платы необходимо учесть премии рабочим из фонда заработной платы. Согласно /10/ рекомендовано

										Лист
										68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

130302.2018.14-267.01 ПЗ





Рисунок 15- Организационная структура управления

принять размер премии для рабочих ОМТС-20%, СРЗАИ-35%, СИЗП- 35%, СДТУ-30%, под-станции-30%, ЛЭП 35кВ и выше-30%.

Таблица 31- Штатное расписание ПЭС

Название	Категория	Количество	Оклад тыс.	Размер премии	Час. Тариф,
1	2	3	4	5	6
Директор	Спец.	1	10,8	2,16	56
Главный инженер	Спец.	1	10,6	2,12	55
Зам. Директора	Спец.	1	8,6	1,72	44,8
Ст. инспектор по кадрам	Служ.	1	4,5	0,9	23,4
Секретарь- референт	Служ.	1	4	0,8	20,8
Начальник штаба ГО	Служ.	1	6,3	1,26	32,8
Итого:		6	44,8	8,96	
Отдел капитального строительства					
Начальник	Спец.	1	6,3	1,26	32,8
Начальник	Спец.	1	6,3	1,26	32,8
Инженер	Спец.	1	5,7	1,14	30
Техник	Спец.	1	4,5	0,9	23,4
Итого:		3	16,5	3,3	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

130302.2018.14-267.01 ПЗ

Лист

69

## Заключение

За счет строительства новых подстанций и технического перевооружения электростанций необходимо сокращать объем покупаемой энергии и в дальнейшем выйти на режим самообеспечения.

Присоединение новой подстанции к энергосистеме было выполнено посредством проведения технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети и выбора самого эффективного и надежного варианта. Для принятого варианта рассчитаны токи короткого замыкания, выбрана схема электрических соединений, силовое оборудование, ошиновка и коммутационные аппараты.

Описанная релейная защита в полном объеме обеспечивает штатную работу и защиту оборудования от всех видов короткого замыкания.

В процессе разработки проекта были затронуты вопросы безопасности жизнедеятельности и вопросы сетевого планирования.

Рассмотрен вопрос, связанный с электрокоррозией подземных сетей блуждающими токами.

При проектировании были произведены расчеты режимов сети с помощью программы Networks и расчеты токов короткого замыкания с помощью программы ТоКо, разработанные на кафедре ЭССиС.

					130302.2018.14-267.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70



## Литература

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети.-М.: Энергоатомиздат,2007.
2. Правила устройства электроустановок - М.: Энергоатомиздат, 2007,7-е издание.
3. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. /Под ред.С.С. Рокотяна - М.: Энергоатомиздат, 1985.
4. Рожкова Л.Д., Козулик В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов.- 3-е изд., перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат., 1987.-648 с: ил.
5. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. -4-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989.-608 с: ил.
6. уководящие указания по релейной защите. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Сост. Файзулова Б.Г.- М. Энергоатомиздат, 1985,-134 с.
7. Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ/ под ред. С.С. Рокотяна и Я.С. Самойлова -М.: Энергоатомиздат. 1982.-352 с.
8. Загородский Я.Т., Курбангалиев У.К. Сборник нормативных и методических документов по измерениям, техническому и коммерческому учету электрической энергии и мощности. - М.: Издательство НЦЭНАС. 1999.-344 с.
9. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебник для вузов. М.: "Энергия", 1973 г. - 584 с.
10. Определение основных технико-экономических и плановых показателей работы ПЭС Методические указания к курсовой работе. Составитель Медников Е.И.-Челябинск, ЧПИ, 1989.-35с.
11. Федоров Л.Е. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебник для вузов. М.: 1986 г. - 496 с.
12. Стандарт предприятия. Курсовые и дипломные проекты. Общие требования к оформлению, 2001 г.
13. Правила устройства электроустановок. - СПб.: ДЕАН, 2001.

										Лист
										71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

130302.2018.14-267.01 ПЗ

14. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) СТО 56947007-29.240.10.028-2009. ОАО «ФСК ЕЭС».

15. Шабад М. А. Автоматизация распределительных электрических сетей с использованием цифровых реле: Учебное пособие. - СПб.: Изд. ПЭИпк, 2002.

16. Справочник по проектированию электрических сетей /Под ред. Д.Л. Файбисовича. - М.: НЦ ЭНАС, 2006.

17. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 7. Дистанционная защита линий 35-330 кВ. - М.: Изд-во «Энергия», 1966.

18. Чернобровое Н.В. Релейная защита. -М.: «Энергия», 1974.

					130302.2018.14-267.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72