

**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, должность

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

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

---

**Развитие района энергосистемы**

(наименование темы работы)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

**ЮУрГУ – 13.03.02. 2018. 13062. ВКР**

(код направления, год, номер студенческого)

**Руководитель, профессор, к.т.н.**

\_\_\_\_\_/ Булатов Б.Г /\_\_\_\_\_  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_\_\_ г.

**Автор**

**студент группы ПЗ – 571**

Лапай Н.Г./\_\_\_\_\_  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_\_\_ г.

**Нормоконтролер, должность**

\_\_\_\_\_/ Булатов Б.Г /\_\_\_\_\_  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_\_\_ г.

**Челябинск 2018**

## АННОТАЦИЯ

Лапай Н.Г. Развитие района энергосистемы – Челябинск ЮУрГУ, ЗФ; 2018, 86 с., 15 ил., 39 табл., библиогр. список – 23 наим., 3 прил., 4 листа чертежей ф. А1.

После технико-экономического анализа существующего сетевого района энергосистемы, а также с учетом требований к проектированию нового электросетевого объекта был выбран вариант подключения новой подстанции. На новой подстанции установлено современное оборудование в соответствии с рекомендациями сетевой организации: на распределительном устройстве 110 кВ – гибридные элегазовые ячейки КРУЭН типа PASS MO, в распределительном устройстве 10 кВ – ячейки КРУ с вакуумными выключателями типа VF12.

Для выполнения требований к качеству электроэнергии у потребителей выбраны отпайки силового трансформатора в максимальном, минимальном и утяжеленном режимах работы сети.

Для запитывания механизмов собственных нужд подстанции выбраны безопасные сухие трансформаторы собственных нужд, аккумуляторная батарея, а также источник бесперебойного питания, позволяющий предотвратить перерыв электроснабжения ответственных потребителей.

					<i>13.03.02.2018.13062 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Выполнил</i>	<i>Лапай Н.Г.</i>				Развитие района энергосистемы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Булатов Б.Г.</i>					<i>Д</i>	<i>2</i>	<i>86</i>
<i>Н. Контр.</i>						<i>Кафедра ЭССиСЭ</i>		
<i>Утверд.</i>								

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 АНАЛИЗ СХЕМЫ СЕТЕВОГО РАЙОНА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ.....	8
1.1 Исходные данные существующей сети.....	8
1.2 Анализ работы трансформаторов, установленных в системе.....	10
1.3 Расчет приведенных нагрузок на подстанциях.....	11
1.4 Расчет характерных режимов работы существующей сети.....	13
1.4.1 Работа сети в режиме максимальных нагрузок.....	13
1.4.2 Работа сети в режиме минимальных нагрузок.....	13
1.4.3 Работа сети послеаварийном режиме.....	13
2 РАЗВИТИЕ РАЙОНА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ.....	15
2.1 Разработка структурной схемы подстанции «Родник».....	15
2.1.1 Выбор трансформаторов на подстанции «Родник».....	15
2.1.2 Выбор линии 110 кВ на подстанции «Родник».....	16
2.2 Варианты подключения подстанции «Родник» в энергосистему.....	17
2.2.1 Вариант 1 подключения подстанции «Родник».....	17
2.2.2 Вариант 2 подключения подстанции «Родник».....	19
2.2.3 Вариант 3 подключения подстанции «Родник».....	22
2.3 Выбор варианта развития энергосистемы.....	24
3 ПРОЕКТ ПОДСТАНЦИИ «РОДНИК».....	30
3.1 Разработка схем распределительных устройств подстанции «Родник».....	30
3.2 Расчет токов короткого замыкания на подстанции «Родник».....	30
3.3 Расчет токов нормального и утяжеленного режимов.....	33
3.4 Выбор оборудования на подстанции «Родник».....	35
3.4.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ.....	35
3.4.2 Выбор выключателей и разъединителей на стороне 10 кВ.....	38
3.5 Выбор средств измерения на подстанции.....	40
3.6 Выбор трансформаторов тока.....	42
3.6.1 Выбор трансформатора тока 110 кВ.....	43
3.6.2 Выбор трансформатора тока 10 кВ.....	45
3.7 Выбор трансформаторов напряжения.....	47
3.7.1 Выбор трансформатора напряжения 110 кВ.....	48
3.7.2 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ.....	48
3.8 Выбор токоведущих частей .....	49
3.8.1 Выбор токоведущих частей 110 кВ .....	49
3.8.2 Выбор токоведущих частей от выводов трансформатора до КРУ .....	50
3.8.3 Выбор сборных шин КРУ.....	50
3.8.4 Выбор кабельных линий 10 кВ.....	50
3.9 Выбор изоляторов .....	51
3.10 Ограничители перенапряжения.....	53
3.11 Выбор высокочастотных заградителей и конденсаторов связи.....	54

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		5

3.12 Регулирование напряжения на подстанции «Родник».....	54
3.13 Расширение подстанций «Союз» и «Полевая».....	57
3.14 Выбор схемы питания собственных нужд.....	58
3.14.1 Определение мощности потребителей собственных нужд.....	58
3.14.2 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	59
3.14.3 Выбор схемы собственных нужд.....	60
3.15 Выбор аккумуляторной батареи.....	60
3.16 Выбор источника бесперебойного питания.....	64
 ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	 68
 БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	 69
 ПРИЛОЖЕНИЯ	
 ПРИЛОЖЕНИЕ А. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ.....	 71
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ СЕТИ...	81
ПРИЛОЖЕНИЕ В. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИСТОЧНИКА БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ .....	85

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						6
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика – высокотехнологичная отрасль, требующая затрат. Адекватное развитие сетевой инфраструктуры является залогом своевременного удовлетворения спроса на электроэнергию, повышения надежности электроснабжения потребителей в силу того, что состояние электроэнергетики неизбежно и напрямую отражается на развитии других секторов экономики.

Основа энергобезопасности и развития каждой территории, одна из важнейших составляющих инфраструктуры экономики – распределительная электрическая сеть. Занимая промежуточное положение между источниками питания и потребителями, она предназначена для передачи и распределения электрической энергии. Именно распределительные сети доходят до конечного потребителя. От надежности их работы напрямую зависят комфорт жизни людей, возможность развития промышленных производств, роста городов, открытия новых предприятий.

Сети 110 кВ, включая подстанции 110/10 кВ, находятся в ведомстве ОАО «Россети», одни из основных задач на сегодняшний день которого – повышение готовности электрических сетей к передаче и распределению электрической энергии для обеспечения надежного снабжения электрической энергией потребителей; сокращение капиталовложений и эксплуатационных издержек в объекты за счет оптимизации технических решений при разработке проектной документации, применения современных видов оборудования, строительных конструкций, сокращения площадей, занимаемых объектами электросетевого хозяйства; преодоление тенденции старения основных фондов электрических сетей и электросетевого оборудования путем их модернизации, оптимизации работ по их реконструкции и техническому перевооружению, а также за счет применения оборудования с увеличенным жизненным циклом.

В последние годы наблюдается положительная динамика роста не только городской инфраструктуры, но пригодных территорий. Освоение заброшенных территорий дает возможность поднятию экономического потенциала страны, и ведет к увеличению загрузки электрической сети. Анализ возможностей существующей сети позволит выявить достоинства и недостатки существующего оборудования и линий, наметить пути дальнейшего развития и реконструкции данной сети, а применение современного оборудования – снизить стоимость предполагаемых работ, уменьшить потери электроэнергии и облегчить дальнейшее обслуживание энергосистемы.

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i> 7
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

# 1 АНАЛИЗ СХЕМЫ СЕТЕВОГО РАЙОНА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

## 1.1 Исходные данные существующей сети

Существующая сеть 110/10 кВ расположена в Уральском регионе. Большая часть потребителей электроэнергии относится ко второй категории надежности электроснабжения с числом часов использования наибольшей нагрузки  $T_{\text{нб}}=6000$  ч. Сеть состоит из 14 узлов, 11 из которых это подстанции, 2 – источники генерации электроэнергии. Электрическая схема соединений существующей сети с нагрузками представлена на рисунке 1.

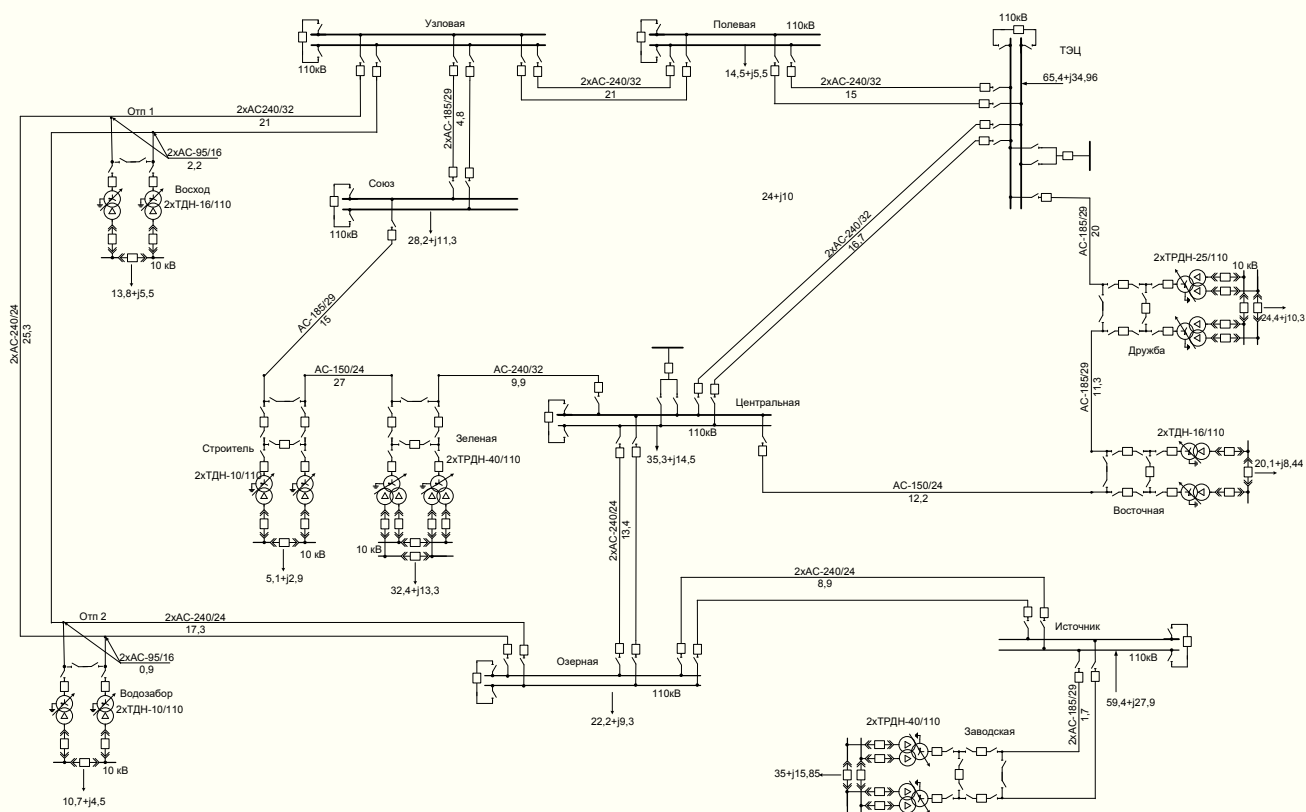


Рисунок 1 – Схема электрической сети

В качестве балансирующего и базисного узла примем узел «Узловая» напряжением 110 кВ. Принимаем номинальное напряжение 115 кВ угол  $\delta=0$ .

Параметры и нагрузки существующей сети представлены в таблицах 1 – 4.

Таблица 1 – Данные линий

№ ЛЭП	Название	Марка провода	Длина, км
1	Узловая – Отп 1	2хАС-240/32	21
2	Отп 1 – Отп 2	2хАС-240/32	25,3
3	Отп 1 – Восход	2хАС-95/16	2,2
4	Союз – Строитель	АС-185/29	15
5	Центральная – Зеленая	АС-240/32	9,9
6	ТЭЦ – Центральная	2хАС-240/32	16,7
7	Источник – Озерная	2хАС-240/32	8,9
8	Отп 2 – Озерная	2хАС-240/32	17,3
9	Центральная – Восточная	АС-150/24	12,2
10	Дружба – Восточная	АС-185/29	11,3
11	ТЭЦ – Дружба	АС-185/29	20
12	Строитель – Зеленая	АС-150/24	27
13	Узловая – Полевая	2хАС-240/32	21
14	Полевая – ТЭЦ	2хАС-240/32	15
15	Источник – Заводская	2хАС-185/29	1,7
16	Узловая – Союз	2хАС-185/29	4,8
17	Озерная – Центральная	2хАС-240/32	13,4
18	Отп 2 – Водозабор	2хАС-95/16	0,9

Таблица 2 – Мощность источников генерации

Название	P, МВт	Q, МВАр
ТЭЦ	65,4	34,96
Источник	59,4	27,9

Таблица 3 – Мощности нагрузок сети

№	Название подстанции	P, МВт	Q, МВАр
Сеть 10 кВ			
1	Зеленая	32,4	13,3
2	Восход	13,8	5,5
3	Заводская	35	15,85
4	Восточная	20,1	8,44
5	Дружба	24,4	10,3
6	Водозабор	10,7	4,5
7	Строитель	5,1	2,9
Сеть 110 кВ			
8	Озерная	22,2	9,3
9	Центральная	35,3	14,5
10	Союз	28,2	16,9
11	Полевая	14,5	5,8

13.03.02.2018.13062.ПЗ

Лист

9

Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата

Таблица 4 – Данные трансформаторов на подстанциях

№	Название подстанции	Тип	Количество
1	Зеленая	ТРДН-32/110/10/10	2
2	Восход	ТДН-16/110/10	2
3	Заводская	ТРДН-32/110/10/10	2
4	Восточная	ТДН-16/110/10	2
5	Дружба	ТРДН-32/110/10/10	2
6	Водозабор	ТДН-10/110/10	2
7	Строитель	ТДН-10/110/10	2

На первом этапе проектирования необходимо подготовить данные для расчета сети в программе NetWORKS.

### 1.2 Анализ работы трансформаторов, установленных в системе

Рост нагрузок в энергосистеме ведет к превышению коэффициентов нагрузки ( $k_3$ ) и аварийной перегрузки ( $k_{ав}$ ) трансформаторов, допустимые значения которых составляют 70 % и 140 % соответственно [1]. В рассматриваемом сетевом районе потребители в основном 2-й категории надежности, требующие питание от двух независимых источников. Поэтому на подстанциях установлены два трансформатора и необходимо выполнение условия (формула (1)):

$$\frac{S_{ав}}{(n_T - n_{отк})S_T} \leq k_{ав}, \quad (1)$$

где  $n_T$  – количество трансформаторов, установленных на подстанции;

$n_{отк}$  – количество отключенных трансформаторов;

$S_T$  – единичная мощность трансформаторов, установленных на подстанции, МВА;

$S_{ав} = S_{нб} - S_{нрез}$  – мощность в аварийном режиме, определяется по наибольшей нагрузке с учетом возможного резервирования по сети низкого напряжения.

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме определяется по формуле (2):

$$S_{нб} = k_M \cdot S_{н(max)}, \quad (2)$$

где  $k_M$  – коэффициент совмещения максимума.

При проектировании принимаем  $k_M = 1$ ,  $S_{нрез} = 0$ .

Рассчитанные коэффициенты аварийной перегрузки трансформаторов, установленных на подстанциях, сведем данные в таблицу 5.

					13.03.02.2018.13062.ПЗ	Лист
						10
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		



Таблица 5 - Коэффициенты загрузки трансформаторов

№	Название подстанции	Тип трансформатора	$k_{ав}$	Реконструкция
1	Зеленая	ТРДН-32/110/10/10	1,09	-
2	Восход	ТДН-16/110/10	0,93	-
3	Заводская	ТРДН-32/110/10/10	1,2	-
4	Восточная	ТДН-16/110/10	1,36	-
5	Дружба	ТРДН-32/110/10/10	0,83	-
6	Водозабор	ТДН-10/110/10	1,16	-
7	Строитель	ТДН-10/110/10	0,59	-

В качестве примера приведем расчет для подстанции «Восход», где установлены два трансформатора типа ТДН-16/110.

$$k_{ав} = \frac{\sqrt{13,8^2 + 5,5^2}}{(2-1)16} = 0,93 > 1,4.$$

Условие выполняется, поэтому необходимости установки более мощных трансформаторов нет.

### 1.3 Расчет приведенных нагрузок на подстанциях

Для расчета сети подстанции в расчетной схеме учитываются приведенными нагрузками, которые включают в себя заданную мощность подстанции в рассматриваемом режиме  $S_H$  и потери мощности в трансформаторах  $\Delta S_T$ :

$$S_{пр} = S_H + \Delta S_T. \quad (3)$$

Для нахождения потерь в трансформаторах воспользуемся формулами (4)–(5).  
Потери мощности в  $n_T$  работающих двухобмоточных трансформаторах:

$$\Delta P_T = \frac{1}{n_T} \left[ \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_{НОМ}^2} r_T + n_T \Delta P_{ХХ} \right], \quad (4)$$

$$\Delta Q_T = \frac{1}{n_T} \left[ \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_{НОМ}^2} x_T + n_T \frac{I_{ХХ} \%}{100} S_T \right], \quad (5)$$

где  $S_H = P_H + jQ_H$  – мощность подстанции со стороны низшего напряжения в соответствующем режиме работы, МВА;

$\Delta P_{ХХ}$  - потери холостого хода, кВт;

$I_{ХХ} \%$  - ток холостого хода.

					13.03.02.2018.13062.ПЗ	Лист
						11
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		

Потери мощности в трансформаторах с расщепленной обмоткой:

$$\Delta P_T = \frac{1}{n_T} \left[ \frac{P_{H1}^2 + Q_{H1}^2}{U_{НОМ}^2} r_{T1} + \frac{1}{n_T} \left[ \frac{P_{H2}^2 + Q_{H2}^2}{U_{НОМ}^2} r_{T2} + n_T \Delta P_{XX} \right], \quad (6)$$

$$\Delta Q_T = \frac{1}{n_T} \left[ \frac{P_{H1}^2 + Q_{H1}^2}{U_{НОМ}^2} x_{T1} + \frac{1}{n_T} \left[ \frac{P_{H2}^2 + Q_{H2}^2}{U_{НОМ}^2} x_{T2} + n_T \left[ \frac{I_{XX} \%}{100} S_T \right] \right], \quad (7)$$

где  $S_{H1} = P_{H1} + jQ_{H1}$  и  $S_{H2} = P_{H2} + jQ_{H2}$  – мощности обмоток низшего напряжения в соответствующем режиме работы;

$r_{T1}$  и  $x_{T1}$  – сопротивления одного плеча схемы замещения трансформатора.

Таблица 6 – Приведенные нагрузки по узлам

Название подстанции	Мощность нагрузки, МВА	Потери в трансформаторах, МВА	Приведенная нагрузка, МВА
Зеленая	32,4+j13,3	0,15+j2,17	32,55+j15,47
Восход	13,8+j5,5	0,08+j0,99	13,88+j6,49
Заводская	35+j15,85	0,16+j2,5	35,16+j18,35
Восточная	20,1+j8,44	0,12+j1,83	20,22+j10,27
Дружба	24,4+j10,3	0,13+j1,85	24,53+j12,15
Водозабор	10,7+j4,5	0,07+j0,86	10,77+j5,66
Строитель	5,1+j2,9	0,04+j0,32	5,14+j3,22
Озерная	22,2+j9,3	–	22,2+j9,3
Центральная	35,3+j14,5	–	35,3+j14,5
Союз	28,2+j11,3	–	28,2+j11,3
Полевая	14,4+j5,8	–	14,4+j5,8

В качестве примера приведем расчет нагрузки для подстанции «Восход», где установлены два трансформатора типа ТДН – 16/110. Необходимые для расчета данные:  $r_T = 4,38$  Ом,  $x_T = 86,7$  Ом,  $\Delta P_{XX} = 0,021$  МВт,  $I_{XX} \% = 0,85$ ,  $S_T = 16$  МВА.

$$\Delta P_T = \frac{1}{2} \left[ \frac{13,8^2 + 5,5^2}{115^2} \right] 4,38 + 2 \left[ 0,021 \right] = 0,08, \text{ МВт.}$$

$$\Delta Q_T = \frac{1}{2} \left[ \frac{13,8^2 + 5,5^2}{115^2} \cdot 86,7 + 2 \frac{0,85}{100} \cdot 16 \right] = 0,99, \text{ МВАр.}$$

$$\underline{S}_{\text{пр}} = 13,8 + j5,5 + 0,08 + j0,99 = 13,88 + j6,49, \text{ МВА.}$$

Остальные приведенные нагрузки сведены в таблицу 6.

#### 1.4 Расчет и анализ характерных режимов работы существующей сети

##### 1.4.1 Работа сети в режиме максимальных нагрузок

В режиме максимальных нагрузок предполагается наибольшая загрузка силового оборудования сети и пик потребления электроэнергии и проверяется, проходит ли оборудование по токовой загрузке с учетом экономической плотности тока. В приложении А на рисунке А.1 представлена карта режима работы существующей сети в максимальном режиме. Результаты расчета представлены в приложении А в таблице А.1. Получено, что суммарные потери активной мощности составляют 1,73 МВт, суммарные потери реактивной мощности – 10,13 МВАр, а дефицит мощности покрывается за счет соседней энергосистемы  $\text{tg}\varphi_c = 0,33$ . Все линии данного участка сети не перегружаются,  $j_s < 1$  при  $T_{\text{нб}} = 6000$  ч, следовательно, систему реконструировать не надо.

##### 1.4.2 Работа сети в режиме минимальных нагрузок

Для режима минимальных нагрузок наибольшие значения мощности уменьшаются до 70 % от мощности в максимальном режиме. Согласно ГОСТу, допустимое напряжение на подстанции должно находиться в пределах  $\pm 5\%$  от номинального [2]. Карта режима и результаты расчета представлены в приложении А на рисунке А.2 и таблице А.2. Как следует из таблицы А.2 максимальное напряжение  $U=113,49$  кВ в узле ТЭЦ, минимальное  $U=112,11$  кВ на подстанции «Зеленая». Эти напряжения лежат в допустимых пределах, что говорит о нормальной работе системы.

##### 1.4.3 Работа сети послеаварийном режиме

Послеаварийный или утяжеленный режим характеризуется перегрузкой оборудования в связи с отключением части оборудования и рассчитывается для проверки оборудования на возможный перегрев. В нашей сети наиболее тяжелый режим получается при отключении загруженной ЛЭП «ТЭЦ – Дружба». Карта данного режима представлена в Приложении А. на рисунке А.3., а результаты расчета в таблице А.3.

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						<i>13</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Из анализа данных расчета утяжеленного режима видно, что все линии данного участка сети не перегружаются, а  $j_{э.ав} < 2$ . Наименьшее напряжение в узле «Дружба» (109,52 кВ), наибольшее – в узле «Узловая» (115 кВ).

В таблице А.3. также представлены результаты расчета утяжеленного режима работы сети при отключении других загруженных ЛЭП или одноцепных ЛЭП, на основании которых можно утверждать, что сеть работает с параметрами, находящимися в допустимых пределах, и не требует реконструкции.

Выводы по разделу один: по результатам проверки по отклонению напряжения, по токовой нагрузке и возможной перегрузке оборудования в результате аварийной ситуации существующий сетевой район энергосистемы работает в допустимых пределах и не требует реконструкции.

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						<i>14</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 2 РАЗВИТИЕ РАЙОНА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

### 2.1 Разработка структурной схемы подстанции «Родник»

Ввод новой подстанции «Родник», намеченное на начало 2020 г., связан со строительством загородного комплекса с целью развития туристической отрасли внутри страны. На заброшенных сельскохозяйственных землях планируется строительство крупнейшего круглогодичного развлекательно-оздоровительного комплекса для взрослых и детей со своей инфраструктурой, включающей в себя горки и аттракционы, бассейны с подогревом, баню и сауну, жилые корпуса для отдыхающих, площадки для игры в волейбол, баскетбол и теннис, пищеблок.

Заявленная нагрузка  $S=24+j10$  МВА., потребители 2-й и 1-й категории. Для снижения потерь электроэнергии подстанция будет подключаться в сеть 110 кВ территориально максимально приближено к конечному потребителю. С распределительного устройства (РУ) 10 кВ отходит 16 линий. Структурная схема подстанции представлена на рисунке 2.

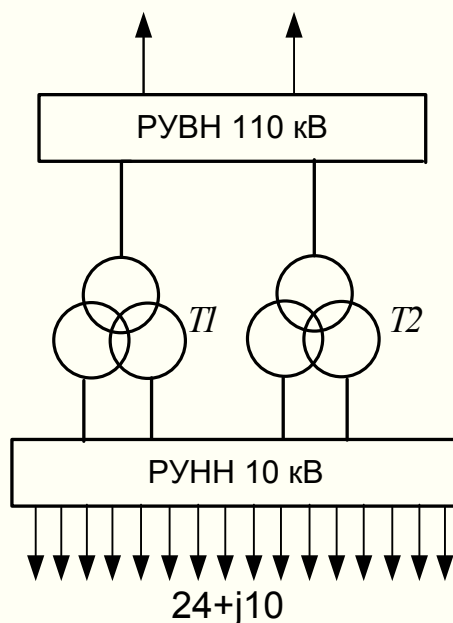


Рисунок 2 – Структурная схема подстанции «Родник»

#### 2.1.1 Выбор трансформаторов на подстанции «Родник»

В связи с тем, что заявлена вторая и первая категории электроснабжения потребителей на подстанции устанавливаются два трансформатора, выбор которых проводится по формулам (1) и (2). Так как задана суммарная мощность нагрузки, то при нормальном режиме через трансформатор проходит половина мощности нагрузки. Предварительно принимаем к установке 2хТРДН – 25000/115/11.

При этом коэффициент загрузки в нормальном режиме:

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i> 15
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$k_3 = \frac{\sqrt{24^2 + 10^2}}{2 \cdot 25} = 0,52 < 0,7.$$

Коэффициент аварийной перегрузки:

$$k_{ав} = \frac{\sqrt{24^2 + 10^2}}{(2-1) \cdot 25} = 1,04 < 1,4.$$

То есть оставшийся в работе трансформатор при отключении второго перегружаться не будет.

Определим приведенную нагрузку на подстанции, учитывая потери мощности:

$$\Delta P_T = \frac{1}{2} \cdot \frac{12^2 + 5^2}{115^2} \cdot 2,54 + \frac{1}{2} \cdot \frac{12^2 + 5^2}{115^2} \cdot 2,54 + 2 \cdot 0,029 = 0,09, \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_T = \frac{1}{2} \cdot \frac{12^2 + 5^2}{115^2} \cdot 55,9 + \frac{1}{2} \cdot \frac{12^2 + 5^2}{115^2} \cdot 55,9 + 2 \cdot \frac{0,8}{100} \cdot 25 = 1,11, \text{ МВАр}$$

$$\underline{S}_{пр} = 24 + 0,09 + j10 + j1,11 = 24,09 + j11,11, \text{ МВА.}$$

### 2.1.2 Выбор линии 110 кВ на подстанции «Родник»

Подстанцию подключим по двум линиям, выбор которых проведем по экономической плотности тока по формуле (8) и проверим по допустимому току. Минимальным проводом для напряжения 110 кВ является АС – 70/11, по условию короны [3].

$$F_{эк} = \frac{I}{j_{эк}}, \quad (8)$$

где:  $I$  – ток, проходящий через линию, А;

$j_{эк}$  – экономическая плотность тока, равная 1 А/мм<sup>2</sup> [4].

Ток, проходящий через линию, определим по формуле (9):

$$I = \frac{S_L}{\sqrt{3} U_{НОМ} \cdot n_{лэп}}, \quad (9)$$

где:  $S_L$  мощность, проходящая по линии, МВА.

					13.03.02.2018.13062.ПЗ	Лист
						16
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		

$$I = \frac{\sqrt{24^2 + 10^2}}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 68, \text{ А.}$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{68}{1} = 68, \text{ мм}^2$$

К установке принимается провод АС – 70/11 с допустимым током  $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$ , что больше аварийного тока  $I_{\text{ав}} = 136 \text{ А}$ .

## 2.2 Варианты подключения подстанции «Родник» в энергосистему

Изучив карту местности, на которую нанесены линии и подстанции существующей сети, наметим три варианта подключения новой подстанции к существующей сети.

### 2.2.1 Вариант 1 подключения подстанции «Родник»

Вариант 1 – подключение подстанции «Родник» от подстанции «Союз» по двухцепной линии (рисунок 3).

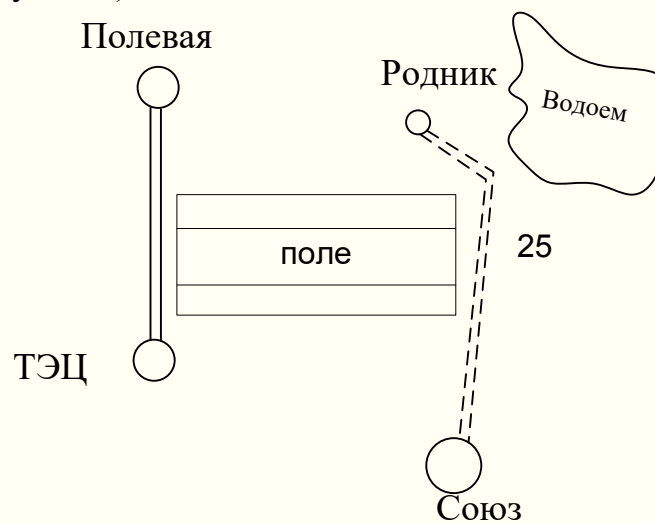


Рисунок 3 – Вариант 1 подключения подстанции «Родник»

Проведем анализ такого варианта подключения подстанции на основании расчета максимального и минимального режимов.

В режиме минимальных нагрузок напряжения во всех узлах находятся в допустимых пределах (таблица 7). Минимальное значение напряжения в узле «Родник» - 111,54 кВ, максимальное значение напряжения в узле «ТЭЦ» - 113,47 кВ.

					13.03.02.2018.13062.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		17

Таблица 7 – Вариант 1 при минимальных нагрузках

Номер	Название	Тип	Уном, кВ	P, МВт	Q, МВАр	U, кВ
0	Узловая	Базисный	110	-63,01	-11,21	113
1	Отп 2	Обычный	110	0	0	112,72
2	Отп 1	Обычный	110	0	0	112,76
3	Восход	Обычный	110	9,72	4,54	112,71
4	Строитель	Обычный	110	3,6	2,25	112,4
5	Союз	Обычный	110	19,74	7,91	112,7
6	ТЭЦ	Обычный	110	-65,4	-34,96	113,47
7	Зеленая	Обычный	110	22,8	10,8	112,07
8	Центральная	Обычный	110	24,7	10,15	112,61
9	Озерная	Обычный	110	15,54	6,5	112,87
10	Источник	Обычный	110	-59,4	-27,9	113,27
11	Восточная	Обычный	110	14,15	7,2	112,11
12	Дружба	Обычный	110	17,2	8,5	112,21
13	Полевая	Обычный	110	10,15	4,1	113,19
14	Заводская	Обычный	110	24,6	12,85	113,21
15	Водозабор	Обычный	110	7,55	4,96	112,7
16	Родник	Обычный	110	17	8	111,54

В режиме максимальных нагрузок (таблица 8) ток в линиях не превышает допустимый, но плотность тока одной линии превышает экономически допустимую 1 А/мм<sup>2</sup>, следовательно, в сети необходимо провести замену провода на большее сечение.

Таблица 8 – Вариант 1 при максимальных нагрузках

Линия	Узел начала	Узел конца	Марка	P, МВт	I, А	I <sub>доп</sub> , А	j, А/мм <sup>2</sup>
1	Узловая	Отп 1	2хАС-240/32	18,6	99,85	610	0,416
2	Отп 1	Отп 2	2хАС-240/32	11,56	62,67	610	0,261
3	Отп 1	Восход	2хАС-95/16	6,94	38,71	330	0,408
4	Союз	Строитель	АС-185/29	22,92	121,21	510	0,655
5	Центральная	Зеленая	АС-240/32	15,06	94,56	610	0,394
6	ТЭЦ	Центральная	2хАС-240/32	26,26	148,75	610	0,62
7	Источник	Озерная	2хАС-240/32	12,11	66,63	610	0,278
8	Отп 2	Озерная	2хАС-240/32	6,11	33,24	610	0,138
9	Центральная	Восточная	АС-150/24	15,98	91,99	450	0,613
10	Дружба	Восточная	АС-185/29	4,3	23,9	510	0,129
11	ТЭЦ	Дружба	АС-185/29	29,09	163,39	510	0,883
12	Строитель	Зеленая	АС-150/24	17,67	92,65	450	0,618
13	Узловая	Полевая	2хАС-240/32	15,45	80,71	610	0,336
14	Полевая	ТЭЦ	2хАС-240/32	8,13	42,32	610	0,176

13.03.02.2018.13062.ПЗ

Лист

18

Изм Лист № Докум. Подпись Дата



Продолжение таблицы 8

Линия	Узел начала	Узел конца	Марка	P, МВт	I, А	I <sub>доп</sub> А	j, А/мм <sup>2</sup>
15	Источник	Заводская	2хАС-185/29	17,59	100,97	510	0,546
16	Узловая	Союз	2хАС-185/29	37,84	202,88	510	1,097
17	Озерная	Центральная	2хАС-240/32	7,07	39,74	610	0,166
18	Отп 2	Водозабор	2хАС-95/16	5,39	30,95	330	0,326
19	Союз	Родник	2хАС-70/11	12,19	67,01	265	0,957

Суммарные потери активной мощности составляют 2,11 МВт,  
 Суммарные потери реактивной мощности – 11,196 МВАр,  
 Дефицит мощности покрывается за счет соседней энергосистемы  $\text{tg}\varphi_c = 0,344$

После реконструкции все линии проходят по экономической плотности тока (таблица 9), при этом, потери активной мощности снизились на 1,8%.

Таблица 9 – Вариант 1 после реконструкции

Линия	УН	УК	Марка	P, МВт	I, А	I <sub>доп</sub> , А	j, А/мм <sup>2</sup>
16	Узловая	Союз	2хАС-240/32	37,85	203,15	610	0,846

Суммарные потери активной мощности составляют 2,073 МВт,  
 Суммарные потери реактивной мощности – 11,223 МВАр,  
 Дефицит мощности покрывается за счет соседней энергосистемы  $\text{tg}\varphi_c = 0,344$

Таким образом, по варианту 1 подключения новой подстанции необходимо провести следующие работы:

- ввод новой линии (2хАС-70/11, длиной 25 км);
- монтаж двух ячеек 110 кВ на подстанции «Союз»;
- реконструкция линии: Узловая – Союз (2хАС-185/29 длиной 4,8 км).

Предполагаемая схема распределительного устройства 110 кВ подстанции «Родник» – «Два блока с неавтоматической перемычкой».

### 2.2.2 Вариант 2 подключения подстанции «Родник»

Вариант 2 – подключение подстанции «Родник» от подстанции «Полевая» по двухцепной линии (рисунок 4).

Проведем анализ такого варианта подключения подстанции на основании расчета максимального и минимального режимов.

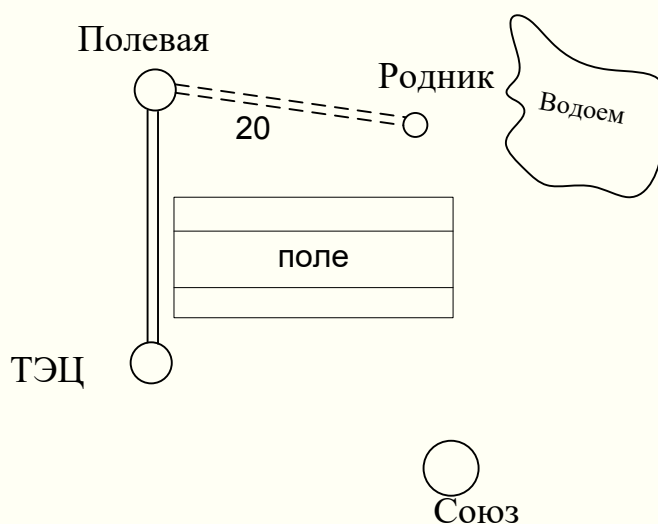


Рисунок 4 – Вариант 2 подключения подстанции «Родник»

В режиме минимальных нагрузок напряжения во всех узлах находятся в допустимых пределах (таблица 10). Минимальное значение напряжения в узле «Восточная» - 111,89 кВ, максимальное значение напряжения в узле «ТЭЦ» - 113,2 кВ.

Таблица 10 – Вариант 2 при минимальных нагрузках

Номер	Название	Тип	Uном, кВ	P, МВт	Q, МВАр	U, кВ
0	Узловая	Базисный	110	-62,97	-11,5	113
1	Отп 2	Обычный	110	0	0	112,6
2	Отп 1	Обычный	110	0	0	112,7
3	Восход	Обычный	110	9,72	4,54	112,65
4	Строитель	Обычный	110	3,6	2,25	112,42
5	Союз	Обычный	110	19,74	7,91	112,8
6	ТЭЦ	Обычный	110	-65,4	-34,96	113,2
7	Зеленая	Обычный	110	22,8	10,8	111,92
8	Центральная	Обычный	110	24,7	10,15	112,41
9	Озерная	Обычный	110	15,54	6,5	112,7
10	Источник	Обычный	110	-59,4	-27,9	113,11
11	Восточная	Обычный	110	14,15	7,2	111,89
12	Дружба	Обычный	110	17,2	8,5	111,97
13	Полевая	Обычный	110	10,15	4,1	112,84
14	Заводская	Обычный	110	24,6	12,85	113,04
15	Водозабор	Обычный	110	7,55	4,96	112,58
16	Родник	Обычный	110	17	8	111,91

13.03.02.2018.13062.ПЗ

Лист

20

Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата

В режиме максимальных нагрузок (таблица 11) ток в линиях не превышает допустимый, а плотность тока линий не превышает экономически допустимую 1 А/мм<sup>2</sup>, следовательно, в сети реконструкцию проводить не надо.

Таблица 11 – Вариант 2 при максимальных нагрузках

Линия	Узел начала	Узел конца	Марка	P, МВт	I, А	I <sub>доп</sub> А	j, А/мм <sup>2</sup>
1	Узловая	Отп 1	2хАС-240/32	20,04	107,84	610	0,449
2	Отп 1	Отп 2	2хАС-240/32	12,98	70,65	610	0,294
3	Отп 1	Восход	2хАС-95/16	6,94	38,74	330	0,408
4	Союз	Строитель	АС-185/29	26,01	137,63	510	0,744
5	Центральная	Зеленая	АС-240/32	12,04	79,44	610	0,331
6	ТЭЦ	Центральная	2хАС-240/32	23,78	135,69	610	0,565
7	Источник	Озерная	2хАС-240/32	12,11	66,77	610	0,278
8	Отп 2	Озерная	2хАС-240/32	7,52	41,16	610	0,172
9	Центральная	Восточная	АС-150/24	16,91	97,06	450	0,647
10	Дружба	Восточная	АС-185/29	3,39	19,12	510	0,103
11	ТЭЦ	Дружба	АС-185/29	28,16	159,08	510	0,86
12	Строитель	Зеленая	АС-150/24	20,73	109,04	450	0,727
13	Узловая	Полевая	2хАС-240/32	24,75	131,46	610	0,548
14	Полевая	ТЭЦ	2хАС-240/32	5,19	26,65	610	0,111
15	Источник	Заводская	2хАС-185/29	17,59	101,19	510	0,547
16	Узловая	Союз	2хАС-185/29	27,15	144,84	510	0,783
17	Озерная	Центральная	2хАС-240/32	8,48	47,67	610	0,199
18	Отп 2	Водозабор	2хАС-95/16	5,39	30,99	330	0,326
19	Полевая	Родник	2хАС-70/11	12,16	67,38	265	0,963

Суммарные потери активной мощности составляют 2,193 МВт,  
Суммарные потери реактивной мощности – 10,406 МВАр,  
Дефицит мощности покрывается за счет соседней энергосистемы  $\text{tg}\varphi_c = 0,35$

Таким образом, по варианту 2 подключения новой подстанции необходимо провести следующие работы:

- ввод новой линии (2хАС-70/11, длиной 20 км);
- монтаж двух ячеек 110 кВ на подстанции «Полевая».

Предполагаемая схема распределительного устройства 110 кВ подстанции «Родник» – «Два блока с неавтоматической перемычкой».

### 2.2.3 Вариант 3 подключения подстанции «Родник»

Вариант 3 – подключение подстанции «Родник» по одной цепи от подстанций «Союз» и «Полевая» (рисунок 5).

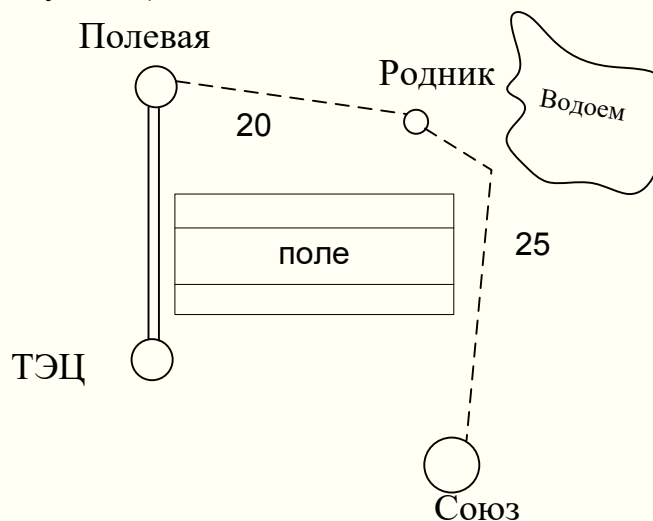


Рисунок 5 – Вариант 3 подключения подстанции «Родник»

В режиме минимальных нагрузок напряжения во всех узлах находятся в допустимых пределах (таблица 12). Минимальное значение напряжения в узле «Родник» - 111,84 кВ, максимальное значение напряжения в узле «ТЭЦ» - 113,3 кВ.

Таблица 12 – Вариант 3 при минимальных нагрузках

Номер	Название	Тип	Uном, кВ	P, МВт	Q, МВАр	U, кВ
0	Узловая	Базисный	110	-62,98	-11,32	113
1	Отп 2	Обычный	110	0	0	112,64
2	Отп 1	Обычный	110	0	0	112,72
3	Восход	Обычный	110	9,72	4,54	112,67
4	Строитель	Обычный	110	3,6	2,25	112,41
5	Союз	Обычный	110	19,74	7,91	112,77
6	ТЭЦ	Обычный	110	-65,4	-34,96	113,3
7	Зеленая	Обычный	110	22,8	10,8	111,98
8	Центральная	Обычный	110	24,7	10,15	112,48
9	Озерная	Обычный	110	15,54	6,5	112,76
10	Источник	Обычный	110	-59,4	-27,9	113,17
11	Восточная	Обычный	110	14,15	7,2	111,97
12	Дружба	Обычный	110	17,2	8,5	112,06
13	Полевая	Обычный	110	10,15	4,1	112,97
14	Заводская	Обычный	110	24,6	12,85	113,1
15	Водозабор	Обычный	110	7,55	4,96	112,63
16	Родник	Обычный	110	17	8	111,84

13.03.02.2018.13062.ПЗ

Лист

22

Изм Лист № Докум. Подпись Дата

В режиме максимальных нагрузок (таблица 13) ток в линиях не превышает допустимый, но плотность тока новой линии «Союз-Родник» превышает экономически допустимую 1 А/мм<sup>2</sup>, следовательно, при проектировании необходимо заложить большее сечение этой ЛЭП.

Таблица 13 – Вариант 3 при максимальных нагрузках

Линия	Узел начала	Узел конца	Марка	P, МВт	I, А	I <sub>доп</sub> А	j, А/мм <sup>2</sup>
1	Узловая	Отп 1	2хАС-240/32	19,18	103,29	610	0,43
2	Отп 1	Отп 2	2хАС-240/32	12,13	66,11	610	0,275
3	Отп 1	Восход	2хАС-95/16	6,94	38,73	330	0,408
4	Союз	Строитель	АС-185/29	24,18	128,33	510	0,694
5	Центральная	Зеленая	АС-240/32	13,82	87,58	610	0,365
6	ТЭЦ	Центральная	2хАС-240/32	25,26	143,04	610	0,596
7	Источник	Озерная	2хАС-240/32	12,11	66,71	610	0,278
8	Отп 2	Озерная	2хАС-240/32	6,68	36,65	610	0,153
9	Центральная	Восточная	АС-150/24	16,37	94,29	450	0,629
10	Дружба	Восточная	АС-185/29	3,92	21,78	510	0,118
11	ТЭЦ	Дружба	АС-185/29	28,7	161,5	510	0,873
12	Строитель	Зеленая	АС-150/24	18,93	99,7	450	0,665
13	Узловая	Полевая	2хАС-240/32	19,18	102,36	610	0,426
14	Полевая	ТЭЦ	2хАС-240/32	6,94	35,7	610	0,149
15	Источник	Заводская	2хАС-185/29	17,59	101,09	510	0,546
16	Узловая	Союз	2хАС-185/29	33,56	177,99	510	0,962
17	Озерная	Центральная	2хАС-240/32	7,64	43,2	610	0,18
18	Отп 2	Водозабор	2хАС-95/16	5,39	30,97	330	0,326
19	Полевая	Родник	АС-70/11	9,78	59,65	265	0,852
20	Союз	Родник	АС-70/11	14,58	76,31	265	1,09
Суммарные потери активной мощности составляют 2,141 МВт, Суммарные потери реактивной мощности – 10,873 МВАр, Дефицит мощности покрывается за счет соседней энергосистемы $\text{tg}\varphi_c = 0,347$							

После замены провода ЛЭП «Союз-Родник» с АС-70/11 на АС-95/16 все линии проходят по экономической плотности тока (таблица 14), при этом, потери активной мощности снизились на 2,8 %.

Таким образом, по варианту 3 подключения новой подстанции необходимо провести следующие работы:

- ввод новой линии (1хАС-70/11, длиной 20 км, 1хАС-95/16, длиной 25 км);
- монтаж одной ячейки 110 кВ на подстанции «Союз»;
- монтаж одной ячейки 110 кВ на подстанции «Полевая».

Таблица 14 – Вариант 3 после реконструкции

Линия	Узел начала	Узел конца	Марка	P, МВт	I, А	I <sub>доп</sub> , А	j, А/мм <sup>2</sup>
20	Союз	Родник	АС-95/16	15,21	81,52	330	0,858
Суммарные потери активной мощности составляют 2,082 МВт, Суммарные потери реактивной мощности – 10,917 МВАр, Дефицит мощности покрывается за счет соседней энергосистемы $\text{tg}\varphi_c = 0,346$							

Учитывая дальнейшее развитие электрической сети, примем к проектированию схему распределительного устройства 110 кВ подстанции «Родник» – «Мостик», как схему, где осуществляется транзит мощности.

### 2.3 Выбор варианта развития энергосистемы

При проектировании электрических сетей для выбора предпочтительного варианта в качестве основного критерия используются условия минимума приведенных затрат (формула (10)) при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый (требуемый) энергетический эффект. При этом предполагается, что все новые электросетевые объекты сооружаются одновременно в течение одного года, что позволяет не учитывать распределение затрат во времени [4]. Экономические показатели сравниваемых вариантов определяются в ценах одного временного уровня и по источникам равной достоверности. При выполнении проектных работ применяются укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 110 кВ [5].

$$Z = E_n \cdot K_{\square} + I_{\square} + Z_{\Delta\varepsilon}, \quad (10)$$

где  $E_n$  - нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений равный 0,12 для электроэнергетики;

$K_{\square} = K_{\text{ВЛ}\square} + K_{\text{ПС}\square}$  – суммарные капиталовложения на сооружение воздушных линий и подстанций соответственно;

$I_{\square} = I_{\text{ВЛ}\square} + I_{\text{ПС}\square}$  – суммарные издержки на обслуживание, ремонт воздушных линии и подстанций;

$Z_{\Delta\varepsilon}$  – затраты на возмещение потерь электроэнергии.

Стоимость воздушных линий зависит от их номинального напряжения, сечения проводов, конструкции и материала опор, а также от внешних нагрузок (гололеда и ветра). Район по гололеду II. Зная, стоимость 1 км линии и её длину, находим затраты на сооружение линии (формула 11). Тип опор – стальные, решетчатые:

$$K_{\text{Л}} = \square K_{0i} \square L_i, \quad (11)$$

где  $K_{0i}$  – удельная стоимость одного километра линии  $i$ -го типа;

$L_i$  – длина линии  $i$ -го типа.

Результаты расчета для разных вариантов сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчет капиталовложения на сооружение ЛЭП

Вид работы	Строительство новой ЛЭП	Реконструкция ЛЭП	
		Демонтаж провода	Монтаж провода
Вариант 1			
$K_{0i}$ , тыс.руб/км	1282,4	6,4	12,8
$L$ , км	25	9,6	9,6
$K_{л}$ , тыс.руб	32060	61,44	122,88
$K_{вл□}$			32244,3
Вариант 2			
$K_{0i}$ , тыс.руб/км	1282,4	–	–
$L$ , км	20	–	–
$K_{л}$ , тыс.руб	25648	0	0
$K_{вл□}$			25648
Вариант 3			
$K_{0i}$ , тыс.руб/км	811,6	–	–
$L$ , км	45	–	–
$K_{л}$ , тыс.руб	36522	0	0
$K_{вл□}$			36522

Капитальные вложения в подстанции разделены на четыре составляющие (формула 12):

$$K_{пс□} = K_{ру} + K_{т} + K_{ку} + K_{п}, \quad (12)$$

где  $K_{ру}$  – затраты в распределительные устройства;

$K_{т}$  – затраты по силовым трансформаторам (не учитываем, все трансформаторы одинаковые в обоих вариантах);

$K_{ку}$  - затраты по компенсирующим устройствам (не учитываем);

$K_{п}$  - постоянная часть затрат, учитывает подготовку и благоустройство территории, общеподстанционный пункт управления, устройство собственных нужд подстанции, систему оперативного постоянного тока, внутримплощадочные водоснабжение, канализацию и подъездные дороги, средства связи и телемеханики, наружное освещение, ограду и прочие элементы. Расчеты по капитальным вложениям в подстанции сведем в таблицу 16.

Таблица 16 – Расчет капиталовложения на сооружение подстанций

Вид работы	Реконструкция подстанции	Новая подстанция
	Монтаж ячейки выключателя 110 кВ	Монтаж ячейки выключателя 110 кВ
Вариант 1		
К <sub>0i</sub> , тыс.руб	7703	7703
n, шт	2	2
К <sub>ру</sub> , тыс руб	15406	15406
К <sub>п</sub> , тыс.руб	19740 × 0,4 = 7896	10340
К <sub>пс□</sub> , тыс.руб		49048
Вариант 2		
К <sub>0i</sub> , тыс.руб	7703	7703
n, шт	2	2
К <sub>ру</sub> , тыс руб	15406	15406
К <sub>п</sub> , тыс.руб	19740 × 0,4 = 7896	10340
К <sub>пс□</sub> , тыс.руб		49048
Вариант 3		
К <sub>0i</sub> , тыс.руб	7703	7703
n, шт	2	3
К <sub>ру</sub> , тыс руб	15406	23109
К <sub>п</sub> , тыс.руб	19740 × 0,6 = 11844	10340
К <sub>пс□</sub> , тыс.руб		60699

Ежегодные издержки складываются из отчислений на амортизацию, расходов на текущий ремонт и обслуживание. Амортизационные отчисления используются для выполнения капитальных ремонтов и полной замены оборудования. Расходы на текущий ремонт и обслуживание включают в себя зарплату ремонтного персонала, расходы на приобретение необходимых для эксплуатации материалов, приборов и прочие общесетевые расходы. Величина годовых эксплуатационных издержек (И) может быть определена по формулам:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{вл}} + I_{\text{пс}}, \quad (13)$$

$$I_{\text{вл}} = \frac{A_{\text{вл}} \cdot K_{\text{вл}\square}}{100}, \quad (14)$$

$$I_{\text{пс}} = \frac{A_{\text{пс}} \cdot K_{\text{пс}\square}}{100}, \quad (15)$$

где  $I_{\text{вл}}$  - эксплуатационные издержки для линий;



$I_{\text{ПС}}$  - эксплуатационные издержки для подстанций;

$A_{\text{ВЛ}}$  - отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание по линиям (принимается равным 2,8%);

$A_{\text{ПС}}$  - отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание по подстанциям (принимается равным 10,3%).

Полученные результаты сведем в таблицу 17.

Таблица 17 – Расчет эксплуатационных издержек

№	$K_{\text{ВЛ}}$ , тыс.руб.	$K_{\text{ПС}}$ , тыс.р.	$K_{\square}$ , тыс.р.	$I_{\text{ВЛ}}$ , тыс.р./год.	$I_{\text{ПС}}$ , тыс.р./год	$I_{\Sigma}$ , тыс.р./год
1	32244,4	49048	81292,4	902,8	5051,9	5954,8
2	25648	49048	74696	718	5051,9	5770
3	36522	60699	97221	1022,6	6252	7274,6

Определим потери электроэнергии по формуле (25):

$$\square \Delta \mathcal{E} = \square \Delta P \tau, \quad (16)$$

где  $\square \Delta P$  – суммарные нагрузочные потери мощности по ВЛ 110кВ ( $\square \Delta P_1=2,073\text{МВт}$ ,  $\square \Delta P_2=2,193\text{МВт}$ ,  $\square \Delta P_4=2,082\text{МВт}$ ).

$$\tau = (0,124 + T_{\text{МАХ}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4591,8, \text{ ч}$$

Затраты на возмещение потерь определим по формуле (17):

$$Z_{\Delta \mathcal{E}} = C_{\mathcal{E}} \cdot \square \Delta \mathcal{E}_1, \quad (17)$$

где  $C_{\mathcal{E}}=2,92\text{ руб/ кВт}\cdot\text{ч}$  – стоимость потерь электроэнергии для сети 110кВ.

Результаты расчетов по формулам (12), (16), (17) сведем в таблицу 18.

Таблица 18 – Расчет приведенных затрат

	$\square \Delta \mathcal{E}$ , МВт·ч/год	$Z_{\Delta \mathcal{E}}$ , тыс.руб/год	$Z$ , тыс.руб/год
Вариант 1	9518,8	27795	43505
Вариант 2	10070	29404	44138
Вариант 3	9560	27916	46857

Варианты подключения новой подстанции «Родник» в существующую энергосистему, сравниваемые по режимным параметрам, потерям электрической энергии и укрупненным стоимостным показателям, отличаются друг от друга не более

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i> 27
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Таблица 21 – Расчет приведенных затрат

Тип РУ 110 кВ	$\Delta \mathcal{E}$ , МВт·ч/год	$Z_{\Delta \mathcal{E}}$ , тыс.руб/год	$Z$ , тыс.руб/год
ОРУ	9560	27916	41449
КРУЭ	9560	27916	41295

По результатам сравнения двух типов компоновок распределительного устройства 110 кВ были получены практически одинаковые значения приведенных затрат. Традиционное оборудование имеет меньшую стоимость, но дороже в обслуживании по сравнению с ячейкам КРУЭН. Кроме того, сроки монтажа оборудования в три раза больше, чем ячеек PASS MO. Таким образом, учитывая все эти аспекты, к проектированию принимаем вариант подключения подстанции «Родник» от двух подстанций, выполнив распределительное устройство по схеме «Мостик» с ячейками КРУЭН.

Проверка данного варианта подключения подстанции в утяжеленном режиме при отключении одной цепи ЛЭП «Узловая – Союз» (Приложение Б таблица Б.1) показала отсутствие необходимости реконструкции сети. Все линии данного участка сети не перегружаются, а  $j_{э.ав} < 2$ . Наименьшее напряжение в узле «Восточная» (111,92 кВ), наибольшее – в узле «Узловая» (115 кВ). Карты минимального, максимального и послеаварийного режимов для выбранного варианта представлены в Приложении Б на рисунках Б.1, Б.2 и Б.3 соответственно.

Выводы по разделу два: на основании технико-экономического сравнения трех вариантов подключения новой подстанции «Родник» в существующую энергосистему по режимным параметрам, потерям электрической энергии и укрупненным стоимостным показателям для дальнейшего проектирования принят вариант 3 в компоновке из гибридных элегазовых ячеек типа PASS MO компании ABB.



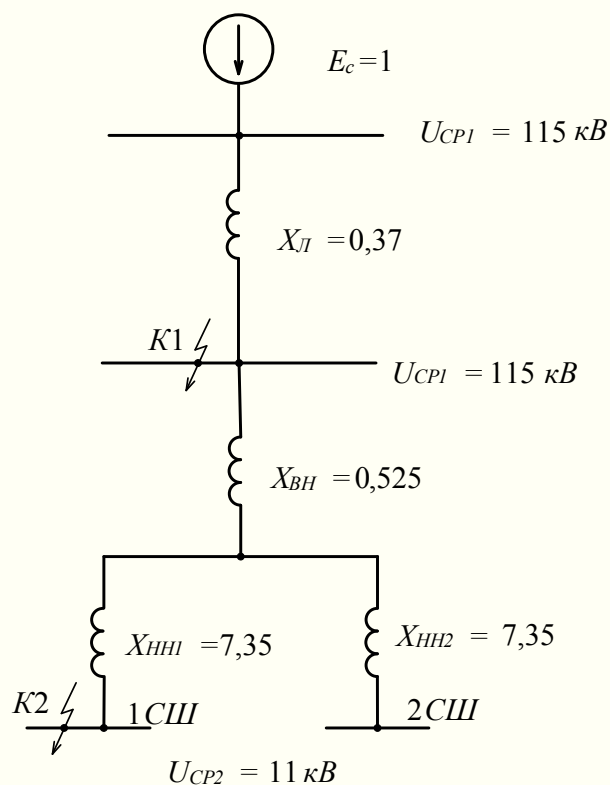


Рисунок 7 – Схема замещения подстанции для расчета токов КЗ

Расчет параметров схемы замещения будем производить к относительных единицах, приведенных к базисным величинам. В базисную систему величин должны входить базисная мощность  $S_6$ , базисное напряжение  $U_6$ , базисный ток  $I_6$ , связанные выражением мощности для трехфазной системы:

$$I_{B1} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{cp,ст}} \quad (18)$$

Примем значение базисной мощности  $S_6 = 1000$  МВА.

В качестве базисного напряжения на каждой ступени трансформации принимаем среднее номинальное значение этой ступени:

- для ступени высшего напряжения:  $U_{cp} = 115$  кВ,
- для ступени низшего напряжения:  $U_{cp} = 11$  кВ.

Сопротивление ЛЭП определим по формуле (19):

$$x_{Л1}^* = x_{Л2}^* = \frac{x_{Л1} \cdot x_{Л2}}{x_{Л1} + x_{Л2}} \cdot \frac{S_6}{U_{CP115}^2} = \frac{0,444 \cdot 20 \cdot 0,434 \cdot 25}{0,444 \cdot 20 + 0,434 \cdot 25} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,37, \text{ о.е.} \quad (19)$$

Согласно [4] сопротивления двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой находятся по формулам (20) и (21):

$$x_{BH}^* = 0,125 \frac{U_{KBH-HH}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{T.H.}} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,52, \text{ о.е.} \quad (20)$$

$$x_{HH1}^* = x_{HH2}^* = 1,75 \frac{U_{KBH-HH}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{T.H.}} = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,35, \text{ о.е.} \quad (21)$$

Для расчета трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ (точка К1) определим базисный ток в точке К1:

$$I_{6.K1} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{CP1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 5,02, \text{ кА.}$$

Сопротивление системы:

$$x_{K1}^* = x_{JI}^* = 0,37, \text{ о.е.}$$

Периодическая составляющая начального тока трехфазного КЗ в любой точке может быть найдена по формуле (22):

$$I_{II.OK1} = \frac{E_c}{x_{K1}} I_{6.K1} = \frac{1}{0,37} \cdot 5,02 = 13,57, \text{ кА.} \quad (22)$$

$$I_{II.K1} = I_{II.0} = 13,57, \text{ кА.}$$

Ударный ток трехфазного КЗ в точке К может быть найден по формуле (23):

$$i_{yK} = \sqrt{2} k_y \cdot I_{II.OK}, \quad (23)$$

где  $k_y = 1,608$  – ударный коэффициент для системы, связанной с шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением 110 кВ [10].

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 13,57 = 30,85, \text{ кА.}$$

Рассчитаем трехфазное короткое замыкание на шинах 10 кВ (точка К2):

$$I_{6.K2} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{CP2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99, \text{ кА.}$$

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						32
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$x_{K2}^* = x_{K1}^* + x_{ВН}^* + x_{НН1}^* = 0,37 + 0,52 + 7,35 = 8,25, \text{ о.е.}$$

$$I_{П.0K2} = \frac{E_c}{x_{K2}} I_{6.K2} = \frac{1}{8,25} \cdot 54,99 = 6,67, \text{ кА.}$$

$$I_{П.тK2} = I_{П.0} = 6,67, \text{ кА.}$$

$$i_{yK2} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 6,67 = 16, \text{ кА.}$$

где  $k_y = 1,7$  – ударный коэффициент для системы, связанной со сборными шинами 6 – 10 кВ, через трансформаторы мощностью 16 МВА [10].

### 3.3 Расчет токов нормального и утяжеленного режимов

Значения токов нагрузки в нормальном и максимальном режимах необходимы для выбора коммутационных аппаратов. На стороне высшего напряжения (ВН) ток питающих линий в нормальном режиме определим по формуле (24):

$$I_{\text{норм.пит.л}} = \frac{\sqrt{15,06^2 + 5,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 85, \text{ А.} \quad (24)$$

В утяжеленном режиме:

$$I_{\text{утяж.пит.л}} = \frac{\sqrt{24^2 + 10^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 136, \text{ А.}$$

Ток обмоток ВН трансформатора в нормальном режиме может быть найден по формуле (25):

$$I_{\text{норм.Т}} = 0,7 \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}}, \quad (25)$$

$$I_{\text{норм.Т}} = 0,7 \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 15} = 87,86, \text{ А}$$

Ток обмоток ВН трансформатора в утяжеленном режиме может быть найден по формуле (26):

					13.03.02.2018.13062.ПЗ	Лист
						33
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\max.Т} = 1,4 \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \square U_{\text{ном.ВН}}}, \quad (26)$$

$$I_{\max.Т} = 1,4 \frac{25000}{\sqrt{3} \square 115} = 175,72, \text{ А}$$

Расчетные токи обмоток ВН трансформаторов в нормальном и утяжеленном режимах больше токов питающих линий в нормальном и утяжеленном режимах соответственно. Поэтому далее коммутационные аппараты и измерительные трансформаторы тока будут выбираться по расчетным токам обмоток ВН трансформаторов в нормальном и утяжеленном режимах.

Ток отходящих линий на стороне низшего напряжения (НН) в нормальном режиме:

$$I_{\text{норм.отх.л}} = \frac{\sqrt{24^2 + 10^2} \square 10^6}{16 \square \sqrt{3} \square 11 \square 10^3} = 85, \text{ А}$$

Ток отходящих линий в утяжеленном режиме находится по формуле (27):

$$I_{\max.отх.л} = 2 \square I_{\text{норм.отх.л}}, \quad (27)$$

$$I_{\max.отх.л} = 2 \square 85 = 170, \text{ А}$$

Ток обмоток НН трансформатора в нормальном режиме может быть найден по формуле (28):

$$I_{\text{норм.Т}} = 0,7 \frac{S_{\text{ном.Т}}}{2\sqrt{3} U_{\text{ном.НН}}}, \quad (28)$$

$$I_{\text{норм.Т}} = \frac{25000}{2\sqrt{3} \square 11} \square 0,7 = 459,25, \text{ А.}$$

Ток обмоток НН трансформатора в утяжеленном режиме может быть найден по формуле (29):

$$I_{\max.Т} = 1,4 \frac{S_{\text{ном.Т}}}{2\sqrt{3} \square U_{\text{ном.НН1}}}, \quad (29)$$

$$I_{\max.Т} = \frac{1,4 \square 25000}{2\sqrt{3} \square 11} = 918,5, \text{ А.}$$

					13.03.02.2018.13062.ПЗ	Лист
						34
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		



Все расчетные данные сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Расчетные данные по токам

Название		Ток нормального режима, А	Ток утяжелённого режима, А
Питающая линия 110 кВ		85	136
Трансформатор	ВН	87,86	175,72
	НН	456,25	918,5
Отходящая линия 10 кВ		85	170
Место короткого замыкания		$I_{п.0}$ , кА	$i_y$ , кА
К1		13,57	30,85
К2		6,67	16

### 3.4 Выбор оборудования на подстанции «Родник»

#### 3.4.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ

Силовые выключатели предназначены для коммутации электрических цепей в нормальных и аварийных режимах, а также в послеаварийных режимах. При проектировании новых подстанций, как правило, для одного напряжения применяют выключатели одного типа. Согласно рекомендациям [7] на напряжение 110 кВ на ОРУ принимаем к установке элегазовые выключатели, на напряжением 10 кВ в ЗРУ – вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим условиям:

- по напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- по длительному току  $I_{мах} \leq I_{ном}$ ,  $I_{норм} \leq I_{ном}$ ;
- по отключающей способности на симметричный ток отключения  $I_{п,т} \leq I_{отк.ном}$ ;
- по возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ  $i_{а,т} \leq i_{а,ном}$ ;
- на электродинамическую стойкость по наибольшему пику предельного сквозного тока  $i_{уд} \leq i_{пр.с}$ ,  $I_{п.0} \leq I_{пр.с}$ ;
- на термическую стойкость по тепловому импульсу тока КЗ  $B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ .

Примем к установке элегазовые ячейки модульной конструкции PASS MO компании АВВ Т&D [6]. В схеме «Мостик» применяются два типа ячеек:

- SBB, содержащая в одном модуле силовой выключатель, разъединитель-заземлитель, трансформатор тока, вводы, находящиеся под напряжением, заключенные в заземляемый алюминиевый корпус, заполненный элегазом или смесью элегаза с азотом;

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						35
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- DBB кроме выше перечисленного оборудования включает в себя трансформатор напряжения и имеет возможность подключения к двум шинам.

Элементы каждой фазы находятся в отдельном корпусе.

Ячейку PASS MO типа SBB применим в секционной ячейке, ячейку PASS MO типа DBB – в линейной ячейке.

На подстанциях, собранных из таких ячеек, отсутствуют традиционные сборные шины, так как они реализованы внутри ячейки. Основные технические характеристики ячейки PASS MO - 145 и применяемого электрооборудования приведены в таблице 23 [6].

Таблица 23 – Технические характеристики ячейки PASS MO - 145

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный ток, А	2500
Ток термической стойкости (1 с), кА	40
Ток электродинамической стойкости, кА	100
Температура окружающей среды, °С: минимальное значение, максимальное значение	- 45 + 55
Утечка элегаза в год, %	< 1
Давление элегаза при температуре +20 °С, кПа: номинальное рабочее давление, давление срабатывания предупредительного сигнала, давление срабатывания аварийного отключения	680/700 620/660 600/640
<b>Выключатель</b>	
Тип выключателя	LTV-D
Число дугогасительных камер	1
Номинальный ток отключения, кА	40
Номинальный ток включения, кА	100
Номинальный отключаемый ток заряда воздушной линии, А	63
Номинальный отключаемый ток заряда кабельной линии, А	160
Привод выключателя	пружинный, трехфазный типа BLK222
Номинальный цикл	0-0,3 с-ВО—1 мин- ВО
Собственное время отключения, мс	<25
Полное время отключения, мс	47
Время включения, мс	42

Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.13062.ПЗ

Лист

36

Продолжение таблицы 23

Параметр	Значение
Разъединитель с моторным приводом, общим на три фазы	
Номинальное напряжение цепей управления, В.	110
Время включения заземлителя, с	5,5
Трансформаторы тока с кольцевыми магнитопроводами	
Класс точности измерительной обмотки	0,2—1
Вводы композитные с внешней изоляцией из кремнийорганической резины	
Номинальное напряжение, кВ	110/150
Разрядное расстояние, мм	1304/1633
Длина пути утечки тока, мм	4670/5462
Максимально допустимая статическая нагрузка на вывод, Н	1000/1000

Расчетное время с момента возникновения КЗ и до момента начала размыкания дугогасительных контактов выключателя определяется по формуле (30):

$$\tau = t_{3,\min} + t_{\text{с.в}}, \quad (30)$$

где  $t_{3,\min} = 0,01$  с – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{\text{с.в}} = 0,025$  с – собственное время отключения выключателя.

$$\tau = 0,01 + 0,025 = 0,035, \text{ с.}$$

Скорость затухания аperiodической составляющей тока КЗ описывается постоянной времени затухания аperiodической составляющей  $T_a = 0,02$  с [10].

Аperiodическая составляющая тока КЗ определяется по формуле (31):

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_{\text{п.о.}} e^{-\tau/T_a}. \quad (31)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 13,57 e^{-0,035/0,02} = 3,3, \text{ кА.}$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$  определяется по формуле (32):

$$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \beta_{\text{ном}} I_{\text{отк.ном}}, \quad (32)$$

где  $\beta_{\text{ном}} = 40\%$  – определяется по кривой [6];

$I_{\text{отк.ном}}$  – номинальный ток отключения выключателя.

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,8, \text{ кА}$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле (33):

$$W_K = I_{п.0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (33)$$

где  $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в} = 0,1 + 0,047 = 0,147, \text{ с.}$

$t_{р.з.} = 0,1 \text{ с}$  – время действия основной релейной защиты [9];

$t_{о.в} = 0,047 \text{ с}$  – полное время отключения выключателя.

$$W_K = 13,57^2 \cdot (0,147 + 0,02) = 30,7, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все расчетные и каталожные данные сведены в таблицу 24.

Таблица 24 – Данные по выключателю и разъединителю 110 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель LTB 145D1	Разъединитель
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 136 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{п.р} = 13,57 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{a, \tau} = 3,3 \text{ кА}$	$i_{a, ном} = 19,8 \text{ кА}$	-
$I_{п.0} = 13,57 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	40
$i_y = 30,85 \text{ кА}$	$I_{наиб.пик} = 100 \text{ кА}$	
$W_K = 30,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Из анализа таблицы 24 следует, что коммутационные аппараты в ячейке КРУЭН удовлетворяют всем требуемым условиям.

### 3.4.2 Выбор выключателей и разъединителей на стороне 10 кВ

В качестве силового выключателя примем вакуумный выключатель VF12. Особенность конструкции VF12 [11] состоит в заливке вакуумных дугогасительных камер эпоксидным компаундом, что повышает электрическую прочность полюсов выключателя и надежно защищает дугогасительные камеры от неблагоприятного воздействия окружающей среды: от ударов, пыли и влаги. Выключатель оснащается пружинным приводом с мотор-редуктором и имеет возможность ручного оперирования.

Расчетное время определим по формуле (30):

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045, \text{ с}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 6,67 \cdot e^{-0,045/0,03} = 2,1, \text{ кА}$$

где  $T_a = 0,03, \text{ с}$ .

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле (33):

$$W_K = 6,47^2 \cdot (0,58 + 0,03) = 25,5, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где  $t_{0,B} = 0,075, \text{ с}$ .

Все расчетные и каталожные данные сведены в таблицу 25.

Таблица 25 – Данные по выключателям 10 кВ

Вводные ячейки и секционный выключатель		Отходящие линии	
Расчётные данные	VF12-20/1000	Расчётные данные	VF12-20/630
$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 918,5 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_{\max} = 170 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$
$I_{П.т} = 6,67 \text{ кА}$	$I_{ОТК.НОМ} = 20 \text{ кА}$	$I_{П.т} = 6,67 \text{ кА}$	$I_{ОТК.НОМ} = 20 \text{ кА}$
$I_{П.0} = 6,67 \text{ кА}$	$I_{ПР.СКВ} = 20 \text{ кА}$	$I_{П.0} = 6,67 \text{ кА}$	$I_{ПР.СКВ} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 16 \text{ кА}$	$I_{НАИБ.ПИК} = 51, \text{ кА}$	$i_y = 16 \text{ кА}$	$I_{НАИБ.ПИК} = 51, \text{ кА}$
$W_K = 25,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_K = 25,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В связи с тем, что в ячейках используется выкатная тележка, на которой установлен выключатель, выбор разъединителей не проводится. Из таблицы 25 следует, что намеченные к установке на РУ НН выключатели удовлетворяют всем условиям. В качестве распределительного устройства на 10 кВ примем КРУ «Волга» внутренней установки производства Челябинского завода электрооборудования [12]. Корпус КРУ «Волга» выполнен из оцинкованной стали, разделен на отсеки заземленными металлическими перегородками и имеет повышенную механическую прочность. КРУ «Волга» оснащено кассетными выкатными элементами, силовым вакуумным выключателем, системой сборных шин с воздушной изоляцией.

### 3.5 Выбор средств измерения на подстанции

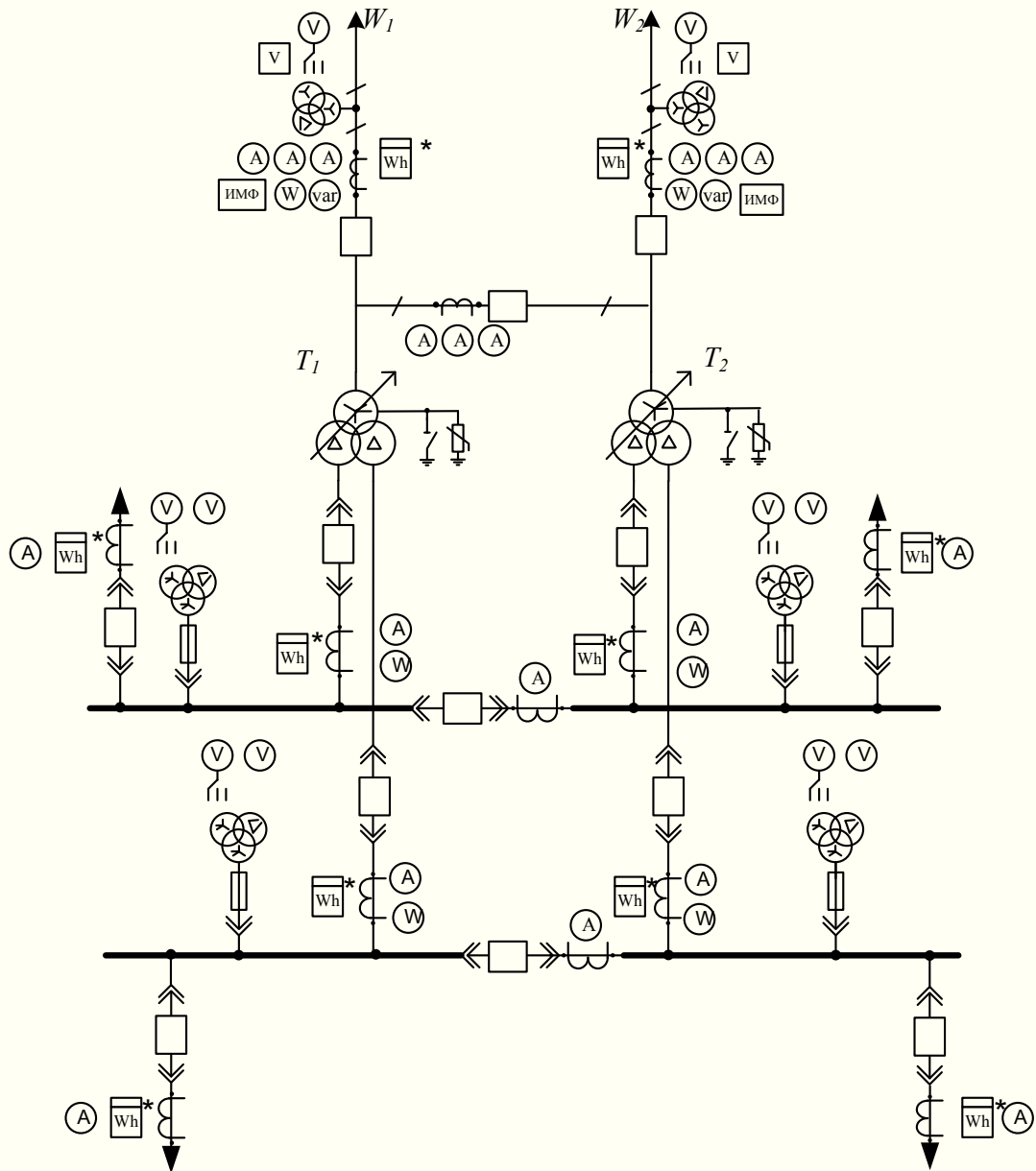
Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на подстанции осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов (КИП). В зависимости от особенностей режима работы количество КИП может быть различным. В таблице 26 приведен рекомендуемый перечень измерительных приборов, которые необходимо установить на подстанции [10].

Таблица 26 – КИП на подстанции

Цепь	Место установки приборов	Перечень приборов
Сборные шин 110 кВ	–	Вольтметр с переключателем на три междуфазных напряжения и регистрирующий вольтметр
Линии 110 кВ	–	Амперметр в каждой фазе, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор для определения места КЗ, расчетные счетчики активной и реактивной мощности
Трансформатор	ВН	-
	НН	Амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной мощности
Сборные шин 10 кВ	На каждой секции или системе шин	Вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжения и вольтметр для измерения междуфазного напряжения
Секционный выключатель 10 кВ	–	Амперметр
Линии 10 кВ	–	Амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной мощности

На рисунке 8 приведена схема РУ с установкой измерительных приборов, рекомендуемых для подстанций 110/10 кВ, согласно таблице 26.

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						<i>40</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



\* Счетчик EA02RA

Рисунок 8 – Места установки измерительных приборов на подстанции «Родник»

Использование современных цифровых КИП позволяет измерять несколько электрических величин одним цифровым прибором при значительном сокращении потребляемой мощности от измерительных трансформаторов тока и напряжения. Так, согласно [13] multifunctional measuring instrument ЩМ120. allows (with corresponding connection schemes of measuring transformers of current and voltage) to measure the effective values of phase and interphase voltage, the effective value of phase current, the total active and reactive power. At the same time, the modules of indication, which are connected

к прибору ЩМ120, позволяют отображать результаты измерения в любом удобном для персонала виде. Возможность подключения модулей индикации к ПК позволяет вести регистрацию измеренных величин, что позволяет отказаться от применения аналоговых регистрирующих приборов. Подключение к измерительному прибору дополнительных устройств (модулей индикации) не влечет за собой увеличения потребляемой мощности от трансформаторов тока и напряжения, т.к. их питание осуществляется от встроенных преобразователей, подключаемых к системе питания собственных нужд подстанции. Потребление мощности цифровыми измерительными приборами и модулями индикации по цепям питания не превышает десятков Вт, поэтому данное потребление мощности не учитывается при расчете схемы питания собственных нужд подстанции.

Таким образом, на новой подстанции к установке планируются:

а) Линии 110 кВ - многофункциональный измерительный прибор ЩМ120 (измерение тока, активной и реактивной мощности, трех междуфазных напряжений, передача данных измерения междуфазных напряжений на ПК для регистрации) [13], счетчик EA02RA (измерение потребляемой активной и реактивной энергии) [14], индикатор микропроцессорный фиксирующий ИМФ-3Р [15];

б) Силовые трансформаторы в каждой цепи НН - многофункциональный измерительный прибор ЩМ120 (измерение тока, активной мощности), счетчик EA02RA (измерение, потребляемой активной и реактивной энергии);

в) Сборные шины КРУ 10 кВ на каждой секции шин - многофункциональный измерительный прибор ЩМ120 (измерение междуфазного напряжения и напряжения каждой из фаз относительно земли (фазных напряжений)).

Для измерений, обозначенных под буквами б) и в) используется один и тот же прибор ЩМ120.

г) Цепь секционного выключателя - многофункциональный измерительный прибор ЩМ120 (измерение тока);

д) Отходящие линии 10 кВ - многофункциональный измерительный прибор ЩМ120 (измерение тока), счетчик EA02RA (измерение потребляемой активной и реактивной энергии).

### 3.6 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока (ТТ) предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки:  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

- по номинальному току:  $I_{max} \leq I_{ном}$ ,

где  $I_{ном}$  – номинальный первичный ток ТТ;

- по конструкции и классу точности;

- по электродинамической стойкости:  $i_v \leq i_{дин}$ ;

					13.03.02.2018.13062.ПЗ	Лист
						42
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		



- по термической стойкости:  $B_K \leq I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}}$ ;

- по вторичной нагрузке:  $Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$ ;

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка ТТ;

$Z_{2\text{НОМ}}$  – номинальная нагрузка ТТ в выбранном классе точности.

### 3.6.1 Проверка трансформатора тока 110 кВ

Принятая к установке элегазовая ячейка PASS M0-145 содержит в себе блоки со встроенными ТТ и ТН. Проведем их проверку на основании сравнения каталожных и расчетных данных трансформатора (таблица 27).

Таблица 27 – Данные трансформатора тока на линии 110 кВ

Условия выбора и проверки	Расчетные данные			Каталожные данные ТТ
	Питающая линия	Транзитная линия	Секционный выключатель	
$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$	110	110	110	110
$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$	136	136	136	150 – 2500
$i_y \leq i_{\text{ДИН}}$	30,85			88
$B_K \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	25,5			992

Перечень приборов, подключаемых к трансформаторам тока в цепи линии, представлен в таблице 28.

Таблица 28 - Перечень приборов подключаемых к ТТ в цепи линии

Прибор	Измеряемые величины	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Многофункциональный измерительный прибор ЦМ120	Ток в каждой фазе, активная и реактивная мощность	0,1	0,1	0,1
Индикатор микропроцессорный фиксирующий ИМФ-3Р	Ток в каждой фазе	0,5	0,5	0,5
Счетчик ЕА02РА	Активная и реактивная энергия	0,03	-	0,03
Итого	-	0,63	0,6	0,63

Схема подключения приборов к трансформаторам тока представлена на рисунке 9.

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i> 43
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

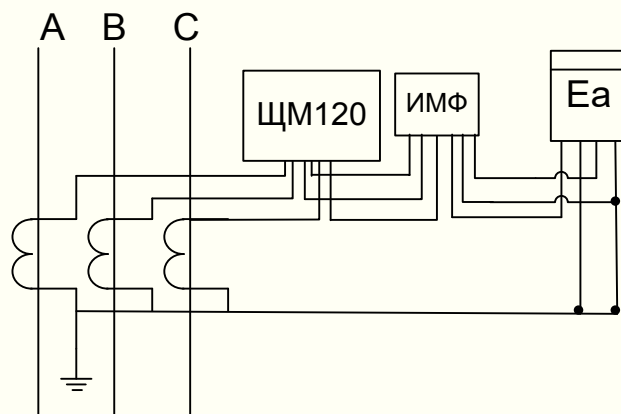


Рисунок 9 - Схема подключения приборов к трансформаторам тока

Фазы А и С являются наиболее загруженными. Проведем проверку ТТ по вторичной нагрузке:

- индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $z_2 \approx r_2$ ;
- вторичная нагрузка  $r_2$  состоит из сопротивления приборов  $r_{\text{приб}}$ , соединительных проводов  $r_{\text{пр}}$  и переходного сопротивления контактов  $r_k = 0,05$  [10]:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k \quad (34)$$

Сопротивление приборов определяется по формуле (34):

$$r_{\text{приб}} = r_{\text{ЩМ120}} + r_{\text{ИМФ}} + r_{\text{ЕА02РА}} ; \quad (35)$$

$$r_{\text{ЩМ120}} = \frac{0,1BA}{5^2 A} = 4 \cdot 10^{-3}, \text{ Ом} ;$$

$$r_{\text{ИМФ}} = \frac{0,5BA}{5^2 A} = 20 \cdot 10^{-3}, \text{ Ом} ,$$

где  $r_{\text{ЩМ120}}$  – сопротивление последовательной цепи прибора ЩМ120;

$r_{\text{ЕА02РА}}$  - сопротивление последовательной цепи счетчика ЕА02РА,

$$r_{\text{ЕА02РА}} = 0,6 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} ;$$

$$r_{\text{приб}} = 4 \cdot 10^{-3} + 20 \cdot 10^{-3} + 0,6 \cdot 10^{-3} = 26,4 \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}.$$

Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.13062.ПЗ

Лист

44

Согласно [6] номинальная вторичная нагрузка обмотки ТТ составляет 10 - 40 ВА. Примем  $Z_{2ном} = 30$  ВА. Номинальное сопротивление вторичной обмотки найдем по формуле (36):

$$Z = \frac{S}{I^2}, \quad (36)$$

$$Z_{2ном} = \frac{30}{5^2} = 1,2, \text{ Ом}$$

Чтобы ТТ работал в заданном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{приб} + r_{пр} + r_k \leq Z_{2НОМ} \quad (37)$$

Определим сопротивление провода:

$$r_{пр} = Z_{2НОМ} - r_{приб} - r_k = 1,2 - 24,6 \cdot 10^{-3} - 0,05 = 1,12, \text{ Ом.}$$

Определим сечение проводов:

$$q = \frac{\rho L_{расч}}{r_{пр}}, \quad (38)$$

где  $\rho_{Cu} = 0,0175, \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$  - удельное сопротивление материала провод;  
 $L_{расч} = 120, \text{ м}$  – расчётная длина соединительных проводов.

$$q = \frac{\rho L_{расч}}{r_{провод}} = \frac{0,0175 \cdot 120}{1,12} = 1,87, \text{ мм}^2.$$

По условию прочности сечения соединительных проводов не должно быть меньше  $2,5 \text{ мм}^2$  для медных жил. Выбираем контрольный кабель КВВГ с сечением жил  $2,5 \text{ мм}^2$ . Намеченный к установке ТТ подходит по всем условиям, поэтому устанавливаем его на питающие линии 110 кВ.

### 3.6.2 Выбор трансформатора тока 10 кВ

К установке в шкафах вводных ячеек намечаем трансформатор тока типа ТОЛ – 10 – УЗ. Эти трансформаторы имеют 2 вторичные обмотки с номинальным током 5 А 0,5S/10P [16]. Номинальная вторичная нагрузка для вторичной обмотки для измерений составляет 30 ВА.

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						45
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Схема подключения измерительных приборов представлена на рисунке 10, сравнение каталожных и расчетных данных трансформатора приведено в таблице 29.

Таблица 29 – Трансформаторы тока на вводных ячейках

Расчётные данные	ТОЛ – 10 – У3
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$I_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 918,5 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 15,46 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 25,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

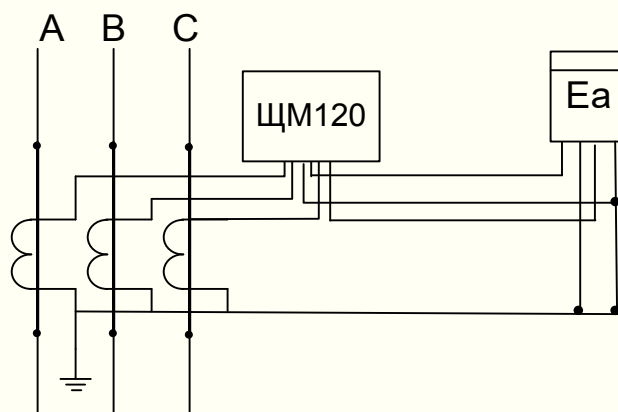


Рисунок 10 – Схема подключения приборов к трансформатору тока

Вторичная нагрузка трансформаторов тока приведена в таблице 30.

Таблица 30– Вторичная нагрузка трансформаторов тока со стороны НН

Прибор	Измеряемые величины	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Многофункциональный измерительный прибор ЩМ120	Ток в каждой фазе, активная и реактивная мощность	0,1	0,1	0,1
Счетчик ЕА02РА	Активная и реактивная энергия	0,03	0,03	0,03
Итого	-	0,13	0,13	0,13

Общее сопротивление приборов фазы «А» и допустимое значение сопротивления проводов определим:

$$r_{пр} = z_{2ном} - r_{приб} - r_k = 1,2 - 24,6 \cdot 10^{-3} - 0,05 = 1,14 \text{ , Ом.}$$

Сечение кабеля:

$$q = \frac{\rho L_{\text{расч}}}{r_{\text{провод}}} = \frac{0,0175 \cdot 4}{1,14} = 0,06, \text{мм}^2$$

В качестве соединительного провода применяем контрольный кабель КВВГ с медными жилами. Принимаем стандартное сечение = 2,5 мм<sup>2</sup>.

Намеченный к установке ТТ подходит по всем условиям, поэтому устанавливаем его на вводные ячейки 10 кВ и в ячейку секционного выключателя.

На отходящих линиях 10 кВ, по которым протекает максимальный ток 170 А, принимаем трансформаторы тока типа ТОЛ-10-200-0,5S/10P-У3. Проверка осуществляется аналогично выбору трансформатора тока, установленного в водной ячейке.

### 3.7 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) применяются для питания измерительных приборов и выбираются:

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

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности.

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к ТН.

Для упрощения расчётов нагрузку можно не разделять по фазам, тогда нагрузка всех измерительных приборов и реле будет определяться по формуле (39):

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos\varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin\varphi_{\text{приб}})^2}. \quad (39)$$

Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения. Для упрощения расчётов при учебном проектировании можно принимать сечение проводов по условию механической прочности 2,5 мм<sup>2</sup> для медных жил и 4 мм<sup>2</sup> для алюминиевых жил.

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						47
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

### 3.7.1 Выбор трансформатора напряжения 110 кВ

Проведем проверку трансформатора напряжения, встроенного в ячейку КРУЭН. по вторичной нагрузке. Согласно [6] данный встроенный ТН позволяет производить измерения к классам точности 0,2; 0,5, необходимых для счетчиков денежного учета. Перечень приборов, подключаемых к ТН нВ цепи линии на напряжении 110 кВ представлен в таблице 31.

Таблица 31 - Перечень приборов

Прибор	Измеряемые величины	Сприб, ВА
Многофункциональный измерительный прибор ЩМ120	Активная и реактивная мощность	0,1
Индикатор микропроцессорный фиксирующий ИМФ-3Р	Напряжения фаз относительно земли	4,5
Счетчик ЕА02РА	Активная и реактивная энергия	4
Итого	-	8,6

Согласно [13] полная потребляемая мощность каждой параллельной цепью прибора ЩМ120 равна 0,1 ВА. Согласно [15] потребляемая мощность каждой цепи напряжения ИМФ-3Р равна 1,5 ВА. Т.к. он подключается к ТН всех трех фаз, то по цепям напряжения будет потреблять мощность, равная 4,5 ВА. Согласно [14] потребляемая мощность по цепям напряжения счетчика ЕА02РА не более 4 ВА. Таким образом  $S_{2\Box} = 8,6$  ВА. Согласно [6], предельная мощность вторичной нагрузки для класса точности 0,5 составляет 100 - 400 ВА. Примем вторичную нагрузку 300 ВА. Сравним мощность вторичной нагрузки и суммарную потребляемую мощность:  $S_{2\Sigma} = 8,6 \leq S_{\text{ном}} = 300$ . Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5.

Для соединения ТН с приборами принимаем контрольный кабель КВВГ с сечением жил 2,5 мм<sup>2</sup> по условию механической прочности.

### 3.7.2 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Трансформатор напряжения устанавливается на каждую секцию сборных шин. К установке намечается трансформатор напряжения НАМИ-10-95 УХЛ2. Согласно [17] данный ТН позволяет производить измерения к классу точности 0,5, необходимом для счетчиков денежного учета, при трехфазной номинальной мощности 200 ВА при симметричной нагрузке на вводах ab, bc, ca. Перечень приборов, подключаемых к ТН на секциях сборных шинах КРУ представлен в таблице 32.

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i> 48
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 32 – Нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Измеряемые величины	Число приборов	$S_{\text{приб}}$ , ВА
Многофункциональный измерительный прибор ЩМ120	Междуфазное напряжение, фазное напряжение на сборных шинах	2	0,2
Счетчик ЕА02РА	Активная и реактивная энергия	4	16
Итого	-	-	16,2

Данный трансформатор напряжения позволяет производить измерения к классе точности 0,5 при трехфазной номинальной мощности 200 ВА при симметричной нагрузке на вводах ab, bc, ca., что значительно больше нагрузки приборов:  $16,2 \leq 200 \text{ ВА}$ . Выбираем контрольный кабель КВВГ с сечением жил  $2,5 \text{ мм}^2$ .

Согласно [12] в шкафах КРУ применяются предохранители типа ПКН для защиты трансформаторов напряжения.

### 3.8 Выбор токоведущих частей

Сборные шины и ошиновка выбирается по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах.

#### 3.8.1 Выбор токоведущих частей 110 кВ

Токоведущие части в распределительных устройствах 110 кВ обычно выполняются гибкими сталеалюминевыми проводами АС. При напряжении 110 кВ по условию возникновения короны минимально допустимое сечение для напряжения 110 кВ – АС 70/11 с допустимым током 265 А., что больше максимального тока на стороне 110 кВ (175,7А). Следовательно, в качестве проводов ошиновки принимаем провод АС-70/11. Проверку проводов на сжигание (электродинамическую стойкость) не производим, так как выполняется условие  $I_{п,0} = 13,57 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$ . Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены неизолированными проводами на воздухе.

Сборные шины выполним жесткой в виде трубчатых шин, закрепленных концами на опорных изоляторах, типа ШНК-9000-110/2000 УХЛ1 [18], на номинальный ток 2000А. Токи электродинамической и термической стойкости составляют соответственно 102 и 40 кА.

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i> 49
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

### 3.8.2 Выбор токоведущих частей от выводов трансформатора до КРУ

Ток стороны НН силового трансформатора ТРДН-25000/110 составляет  $I_{\text{тр.махНН}} = 918,5 \text{ А}$ , ударный ток на стороне НН составляет  $i_{\text{ук2}} = 16 \text{ кА}$ . Для соединения силовых трансформаторов с КРУ выбираем по [19] токопровод ТЗК-10-1600-128 УХЛ1. Номинальный ток токопровода равен 1600 А.

Токи электродинамической и термической стойкости составляют соответственно 128 и 50 кА.

### 3.8.3 Выбор сборных шин КРУ

Ячейки КРУ «Волга» [12], которыми комплектуется РУ НН имеют сборную шину на номинальный ток 1600 А. Необходимости в их проверке по условиям выбора токоведущих частей нет, поскольку завод-изготовитель гарантирует соответствие параметров сборных шин требованиям, предъявляемым при их выборе.

### 3.8.4 Выбор кабельных линий 10 кВ

На стороне 10 кВ у проектируемой подстанции планируется установка 16 вводов для кабельных линий. Так как от подстанции запитаны потребители первой и второй категорий надежности электроснабжения, каждый из них должен получать питание по двум кабелям. В нормальном режиме оба кабеля работают параллельно, в послеаварийном всю нагрузку потребителя берет на себя оставшийся в работе кабель. Предполагается, что линия, состоящая из двух групп одножильных кабелей АПвЭгП, проложена в грунте (в траншее) на глубине 1 м с удельным тепловым сопротивлением грунта  $1 \text{ }^\circ\text{К}\cdot\text{м}/\text{Вт}$ . Расстояние между группами кабелей в траншее 200 мм, группы могут быть расположены треугольником или в плоскости. Линия имеет участок перехода в трубах длиной 20 м, проложенных в земле, каждый кабель в отдельной трубе.

Определим расчетный ток в нормальном режиме по формуле (40):

$$I_{\text{норм.пот}} = \frac{S_{\text{пот}}}{\sqrt{3}U_{\text{н.пот}} \eta_{\text{клЭП}}} = \frac{26 \cdot 10^6}{16 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 94, \text{ А.} \quad (40)$$

В послеаварийном режиме:

$$I_{\text{ут.пот}} = 2I_{\text{норм.пот}} = 188, \text{ А.}$$

Значение экономической плотности тока для кабельных линий примем равным  $j_{\text{эк}} = 1,2, \text{ А}/\text{мм}^2$  [3]. Тогда экономическое сечение определяется как:

$$q_{\text{р.пот}} = \frac{I_{\text{норм.пот}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{94}{1,2} = 78,3, \text{ мм}^2$$

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						50
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Сечение округляем до ближайшего стандартного 70 мм<sup>2</sup>. Необходимо выбрать номинальное сечение жилы кабеля, допустимый ток для которого не менее 188 А. Сечение 70 мм<sup>2</sup> не проходит для кабелей, проложенных треугольником в грунте и в трубах, т.к. ток равен 186 А. Поэтому принимаем кабель сечением алюминиевой жилы 95 мм<sup>2</sup> с допустимым током 221 А. [20].

Допустимый ток для заданных условий прокладки кабеля в траншее рассчитывается при помощи поправочных коэффициентов [20]:  $k_2=0,98$ ,  $k_3=1,18$ ,  $k_4=0,83$ .

$$I_{\phi} = k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot I_{\text{ут.пот}} = 0,98 \cdot 1,18 \cdot 0,83 \cdot 221 = 212, \text{ А.}$$

Для прокладки в плоскости допустимый ток для номинального сечения жилы 95 мм<sup>2</sup> в земле 229 А. Допустимый ток для заданных условий прокладки кабеля в траншее определяется с учетом коэффициентов:  $k_2=0,98$ ,  $k_3=1,18$ ,  $k_4=0,83$ .

$$I_{\phi} = k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot I_{\text{ут.пот}} = 0,98 \cdot 1,18 \cdot 0,83 \cdot 229 = 219,8, \text{ А}$$

Для участка кабеля, проложенного в отдельных трубах, допустимый ток составляет 210 А; поправочные коэффициенты:  $k_2=0,98$ ,  $k_3=1,13$ ,  $k_4=0,85$ .

$$I_{\phi} = k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot I_{\text{ут.пот}} = 0,98 \cdot 1,13 \cdot 0,85 \cdot 210 = 197,7, \text{ А}$$

Таким образом, выбранное номинальное сечение 95 мм<sup>2</sup> обеспечивает пропускную способность линии на всей длине трассы при выбранных видах прокладки.

### 3.9 Выбор изоляторов

В РУ ВН ЛЭП 110 кВ закреплены на опорах при помощи подвесных изоляторов. Для установки примем полимерный изолятор типа ЛК 70/110-А2 [21]. Данные на изолятор приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Технические данные изолятора ЛК 70/110-А2

Показатель	ЛК 70/110-А2
Номинальное напряжение, кВ	110
Механическая разрушающая сила при растяжении, не менее, кН	70
Строительная высота Н, мм	1280
Длина изоляционной части L, мм	1080
Выдерживаемое напряжение: – в сухом состоянии, кВ	200
– под дождем, кВ	200
Значение напряжения полного грозового импульса, кВ	450

13.03.02.2018.13062.ПЗ

Лист

51

Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата

В РУ 110 кВ для сохранения изоляционных расстояний, при протяжке проводов под шинами, а также для крепления шин используют опорные изоляторы.

Примем к установке полимерный изолятор ИОСК 10-110/450-I УХЛ1. Параметры приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Технические данные изолятора ИОСК 10-110/450-I УХЛ1

Показатель	ИОСК 10-110/450
Строительная высота, мм Н	1020
Длина изоляционной части, мм L	882
Длина пути утечки, См	200
Номинальное напряжение, кВ	110
Минимальная механическая разрушающая крутящая сила на изгиб, не менее, кН	10
Минимальный механический крутящий момент, не менее, кН·м	1,0
Испытательное напряжение грозовых импульсов, не менее, кВ	450

В РУ 10 кВ жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

– по номинальному напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

– по допустимой нагрузке  $F_{расч} \leq F_{доп}$ ,

где  $F_{расч}$  – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора.

Определим допустимую нагрузку на изолятор по формуле (41):

$$F_{доп} = 0,6 F_{разр}, \quad (41)$$

где  $F_{разр}$  – разрушающая нагрузка на изгиб, определяется по формуле (42):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_y^2 \square}{a} \square k_n \square 10^{-7}, \quad (42)$$

где  $k_n$  – поправочный коэффициент на высоту шины.

Выберем полимерные опорные изоляторы ИОСК 6-10/80-I УХЛ1:

$$H = H_{из} + b + \frac{h}{2} = 190 + 8 + \frac{80}{2} = 278, \text{ мм.}$$

$$k_n = \frac{H}{H_{из}} = \frac{278}{190} = 1,46$$

					13.03.02.2018.13062.ПЗ	Лист
						52
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{16^2 \cdot 10^6 \cdot 1,2}{0,8} \cdot 1,46 \cdot 10^{-7} = 90,7, \text{ Н.}$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 6000 = 3600 > F_{\text{расч}}$$

Технические данные устанавливаемого изолятора представлены в таблице 35.

Таблица 35– Технические данные изолятора ИОСК 6-10/80-I УХЛ1

Показатель	ИОСК 6-10/80
Строительная высота, мм Н	190
Длина изоляционной части, мм L	92
Длина пути утечки, См	22
Номинальное напряжение, кВ	10
Минимальная механическая разрушающая крутящая сила на изгиб, не менее, кН	6
Минимальный механический крутящий момент, не менее, кН·м	0,245
Испытательное напряжение грозовых импульсов, не менее, кВ	80

### 3.10 Ограничители перенапряжения

Ограничители перенапряжения (ОПН) выбираются по напряжению установки. Прием к установке ограничители перенапряжения в полимерном корпусе ОПН–110 В УХЛ1. Параметры приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Технические данные ОПН – 110 В УХЛ1

Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	173
Остающееся напряжение при импульсном токе 1,2/2,5 мс с амплитудой: 400 А, не более, кВ	180
Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой: 5000 А, не более, кВ	222
Пропускная способность (20 воздействий импульсов тока): – 8/20 мкс с амплитудой, А – 1,2/2,5 мс с амплитудой, А	10 000 420
Высота, мм	1000

В РУНН прием к установке полимерные ограничители перенапряжения в полимерном корпусе ОПН – 10УХЛ1. Параметры приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Технические характеристики ОПН II – 10ХЛ1

Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Остающееся напряжение при импульсном токе 1,2/2,5 мс с амплитудой: 300 А, не более, кВ	28
Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой: – 1000 А, не более, кВ – 5000 А, не более, кВ	33 35
Пропускная способность (20 воздействий импульсов тока): – 8/20 мкс с амплитудой, А – 1,2/2,5 мс с амплитудой, А	10 000 300
Высота, мм	235

### 3.11 Выбор высокочастотных заградителей и конденсаторов связи

Высокочастотные заградители выбираются по:

- напряжению установки:  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

- току:  $I_{max} \leq I_{ном}$ .

Для ВЛ 110 кВ принимаем к установке высокочастотный заградитель ВЗ-200-0,5 У1 с параметрами  $U_{ном} = 110$  кВ,  $I_{ном} = 200$  А и конденсатор связи СМК-110/ $\sqrt{3}$ -0,0064.

### 3.12 Регулирование напряжения на подстанции

На проектируемой подстанции установлен трансформатор с РПН. Для обеспечения требуемого качества электроэнергии применим метод регулирования напряжения с помощью выбора отпаек. На подстанции «Родник» установлены два трансформатора ТРДН – 25000/115/10,5 (Н – регулирование под нагрузкой), РПН:  $\pm 9 \times 1,78\%$ ,  $r_T = 2,54$  Ом,  $x_T = 55,9$  Ом.

Найдем потери напряжения для трех режимов работы сети по формуле (43):

$$\Delta U_T = \frac{P_{пр} \cdot r_T + Q_{пр} \cdot x_T}{U_{вн} \cdot n}, \quad (43)$$

где  $P_{пр} + jQ_{пр}$  – приведенная мощность подстанции «Родник» в рассматриваемом режиме;

$U_{вн}$  – напряжение на шинах подстанции, полученное в результате соответствующего режима сети;

$r_T, x_T$  – эквивалентное сопротивление трансформаторов, приведенное к  $U_{вн}$ ;

$n$  – количество трансформаторов установленных на подстанции.

					13.03.02.2018.13062.ПЗ	Лист
						54
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta U_{T_{\max}} = \frac{24,09 \cdot 2,54 + 11,11 \cdot 55,9}{113,05} = 3,02, \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{T_{\min}} = \frac{17 \cdot 2,54 + 8 \cdot 55,9}{111,95} = 2,19, \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{T_{\text{пав}}} = \frac{24,09 \cdot 2,54 + 11,11 \cdot 55,9}{112,82} = 3,02, \text{ кВ.}$$

Определим для всех режимов приведенные напряжения на шинах НН подстанции по формуле (44):

$$U'_{\text{НН}} = U_{\text{ВН}} - \Delta U_T, \quad (44)$$

$$U'_{\text{ННmax}} = 113,05 - 3,02 = 110,03, \text{ кВ.}$$

$$U'_{\text{ННmin}} = 111,95 - 2,19 = 109,76, \text{ кВ.}$$

$$U'_{\text{ННпав}} = 112,82 - 3,02 = 109,8, \text{ кВ.}$$

Рассчитаем для всех режимов значения ответвлений со стороны обмотки ВН, обеспечивающие желаемые напряжения у потребителя по формуле (45):

$$U_{\text{отв.В}} = \frac{U'_{\text{НН}} \cdot U_{\text{хх}}}{U_{\text{жел.Н}}}, \quad (45)$$

где  $U_{\text{хх}}$  – напряжение холостого хода трансформатора;

$U_{\text{жел.Н}}$  – напряжение, которое желательно получить на шинах НН подстанции.

$$U_{\text{отв.Вmax}} = \frac{110,03 \cdot 10,5}{10,5} = 110,03, \text{ кВ,}$$

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						55
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$U_{\text{отв.Вmin}} = \frac{109,76 \cdot 10,5}{10,5} = 109,76, \text{ кВ},$$

$$U_{\text{отв.Впав}} = \frac{109,8 \cdot 10,5}{10,5} = 109,8, \text{ кВ},$$

Учитывая способ регулирования для данного трансформатора – РПН, выберем стандартную отпайку для каждого режима работы  $U_{\text{отв.ст.В}}$ :

$$\text{max: } U_{\text{отв.ст.В}} = 115 - 2 \cdot 0,0178 \cdot 115 = 110,9 \text{ (кВ)};$$

$$\text{min: } U_{\text{отв.ст.В}} = 115 - 2 \cdot 0,0178 \cdot 115 = 110,9 \text{ (кВ)};$$

$$\text{пав: } U_{\text{отв.ст.В}} = 115 - 2 \cdot 0,0178 \cdot 115 = 110,9 \text{ (кВ)}.$$

Определим действительное напряжение на шинах НН подстанции при выбранной стандартной отпайке на обмотке ВН в трех режимах по формуле (46):

$$U_{\text{НН}} = \frac{U'_{\text{НН}} \cdot U_{\text{xx}}}{U_{\text{отв.ст.В}}}, \quad (46)$$

$$U_{\text{НН.max}} = \frac{110,03 \cdot 10,5}{110,9} = 10,42, \text{ кВ}.$$

$$U_{\text{НН.min}} = \frac{109,76 \cdot 10,5}{110,9} = 10,39, \text{ кВ}.$$

$$U_{\text{НН.пав}} = \frac{109,8 \cdot 10,5}{110,9} = 10,4, \text{ кВ}.$$

Проверим отклонение действительных напряжений от номинальных значений и сравним с допустимым отклонением  $V_{\text{доп}} = \pm 5\%$  по формуле (47):

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						56
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$V = \frac{U_{\text{НН}} - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% \leq V_{\text{доп}}, \quad (47)$$

$$V_{\text{max}} = \frac{10,42 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = 0,8\% \leq 5\%,$$

$$V_{\text{min}} = \frac{10,39 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = 1\% \leq 5\%,$$

$$V_{\text{пав}} = \frac{10,4 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = 1\% \leq 5\%.$$

Отклонения напряжений не превышают допустимых, выбранные ответвления обеспечивают нормальную работу потребителей в любом режиме. Результаты расчета сведем в таблицу 38.

Таблица 38 – Выбор отпаяк для трансформаторов подстанции «Родник»

Тип трансформатора	Пределы регулирования	Реж.	$U_{\text{ВН}}$ , кВ	$\Delta U_{\text{T}}$ , кВ	$U'_{\text{НН}}$ , кВ	$U_{\text{отв.В}}$ , кВ	Отп.	$U_{\text{НН}}$ , кВ	$V$ , %
2×ТРДН-25/115/11/11	РПН $\pm 9 \times 1,78\%$	max	113,05	3,02	110,03	110,03	-2	10,42	0,8
		min	111,95	2,19	109,76	109,76	-2	10,39	1
		пав	112,82	3,02	109,8	109,8	-2	10,4	1

### 3.13 Расширение подстанций «Союз» и «Полевая»

В рамках данного дипломного проекта расширение подстанций «Союз» и «Полевая» в виде ввода ячеек линейных выключателей на 110 кВ проводиться не будет.

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						<i>57</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

### 3.14 Выбор схемы питания собственных нужд

#### 3.14.1 Определение мощности потребителей собственных нужд

Приемниками энергии системы собственных нужд подстанции являются электродвигатели системы охлаждения трансформаторов; устройства обогрева выключателей, шкафов; электродвигатели приводов выключателей и разъединителей, освещение и отопление; система подзарядки аккумуляторных батарей; система пожаротушения. Наиболее ответственные потребители - оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая питается от понижающих трансформаторов.

На напряжении 380/220 В от ТСН запитывается щит собственных нужд, выполняемый по схеме одиночной системы сборных шин, секционированной автоматическим выключателем (автоматом). Щит устанавливается в закрытом помещении. Распределение приемников между щитами осуществляется по принципу территориальной близости к ним и удобства обслуживания. Приемники небольшой мощности, не допускающие перерывов в электроснабжении, нормально питаются от одной секции шин собственных нужд и имеют резервное питание от другой секции шин или резерв по оборудованию. Цепи и аппараты собственных нужд защищаются плавкими предохранителями.

Все освещение на подстанции подразделяется на рабочее и аварийное. Рабочее освещение является основным видом освещения и предусматривается во всех помещениях подстанции, а также на открытых участках территории, где в темное время суток может производиться работа или происходить движение транспорта и людей. Рабочее освещение включает в себя общее стационарное освещение напряжением 220 В, переносное (ремонтное) освещение, осуществляемое переносными лампами напряжением 50 В и местное освещение (на станках и верстаках) на напряжении 50 В. Аварийное освещение выполняется в помещениях щита управления релейных панелей и силовых панелей собственных нужд, ЗРУ и аккумуляторной батареи.

Питание сети рабочего освещения осуществляется от общих с силовыми потребителями трансформаторов собственных нужд с глухозаземленной нейтралью. Питание сети аварийного освещения нормально осуществляется от шин собственных нужд 380/220 В переменного тока и при исчезновении последнего автоматически переводится на шины оперативного постоянного тока. Включение аварийного освещения в каждом помещении производится отдельным выключателем. В помещении щита управления предусматриваются постоянно включенные четыре лампы, присоединяемые непосредственно к шинам постоянного тока через автоматические выключатели. Основные нагрузки собственных нужд, приведены в таблице 39.

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						58
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Таблица 39 - Мощность потребителей собственных нужд

Вид потребителя	Установлен- ная мощность		Cosφ	tgφ	Нагрузки	
	Ед., кВт/ко л-во	Все- го, кВт			Руст кВт	Q, квар
Охлаждение ТРДН-25000/110/10	2,5×2	5	0,85	0,62	5	3,1
Подогрев привода ячейки PASS MO-145	3×1	3	1	0	3	-
Отопление, освещение ЗРУ 10кВ, совмещенного с ОПУ	-	20	1	0	20	-
Освещение ОРУ 110 кВ	-	2	1	0	2	-
Подогрев шкафов КРУ 10 кВ	26	1	1	0	26	-
Зарядно-подзарядное устройство ВАЗП	23×2	46	1	0	46	-
Маслохозяйство		8			8	
Итого:					110	3,1

Номинальная мощность потребителей собственных нужд:

$$S_{\text{ном}} = \sqrt{P_{\text{н}}^2 + Q_{\text{н}}^2} = \sqrt{110^2 + 3,1^2} = 110, \text{ кВА.}$$

Расчетная мощность потребителей собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = k_{\text{с}} \cdot 110 = 0,8 \cdot 110 = 88, \text{ кВА,}$$

где  $k_{\text{с}}$  – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки.

При расчете мощности собственных нужд не учитывалась кратковременная нагрузка (электродвигатели приводов выключателей, разъединителей и т.п.). Остальная часть потребителей (система аварийного освещения, системы управления, сигнализации и т.п.) питаются на постоянном оперативном токе.

### 3.14.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Прежде всего, учтем тот факт, что предельная мощность каждого трансформатора собственных нужд должна быть не более 630 кВА. Также на двухтрансформаторных подстанциях устанавливаются два трансформатора собственных нужд. Принимаем к установке два трансформатора единичной мощности согласно формуле (48):

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i> 59
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$S_T \geq \frac{S_{расч}}{k_{п}}, \quad (48)$$

где  $k_{п} = 1,4$  – коэффициент допустимой аварийной перегрузки.

$$S_T \geq \frac{88}{1,4} = 62,8, \text{ кВА}$$

Принимаем к установке два трансформатора с литой изоляцией ТЛС-63/10,5/0,4 [22].

### 3.14.3 Выбор схемы собственных нужд

На подстанциях с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются к шинам 10 кВ через предохранитель. Схема собственных нужд подстанции представлена на рисунке 11.

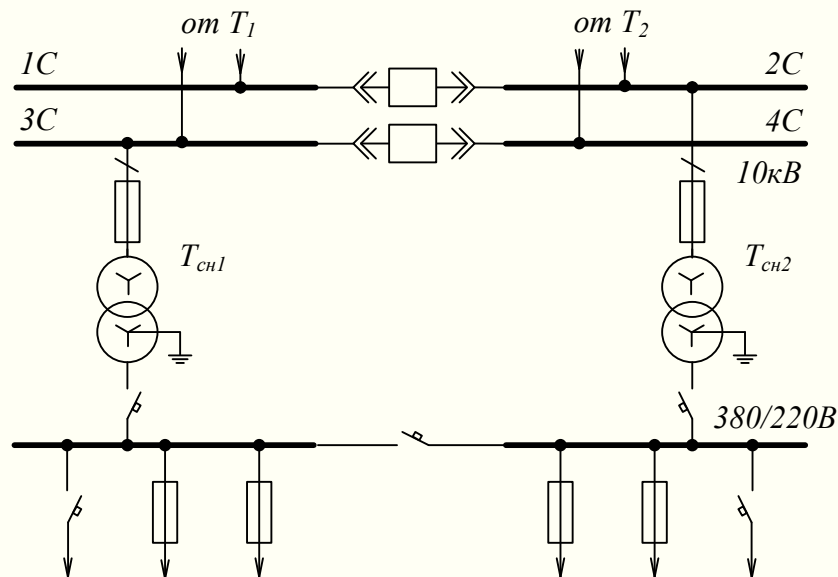


Рисунок 11 – Схема подключения трансформатора собственных нужд

### 3.15 Выбор аккумуляторной батареи

В качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты элементов главной схемы электрических соединений и основного напряжения собственных нужд станции, а также в качестве аварийного источника для питания электродвигателей резервных особо ответственных механизмов собственных нужд, преобразователей устройств связи и аварийного освещения на подстанциях предусматривается установка аккумуляторных батарей напряжением 110 В.

					13.03.02.2018.13062.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		60

На подстанции 110 кВ применим оперативный постоянный ток (ОПТ) напряжением 220 В. Источником напряжения ОПТ служит аккумуляторная батарея (АБ), работающая с зарядно-подзарядным агрегатом (ЗПА) в режиме постоянного подзаряда. Выберем одну АБ и два ЗПА. Число основных элементов  $n_o$ , присоединяемых к шинам аккумуляторной батареи в режиме постоянного подзаряда определяется по формуле (49):

$$n_o = \frac{U_{ш}^{\max}}{U_{пз}} = \frac{230}{2,23} = 103, \quad (49)$$

где  $U_{ш}^{\max}$  – максимальное напряжение на шинах батареи (230 В);

$U_{пз}$  – напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,23 В).

В режиме полного заряда при максимальном напряжении на элементе  $U_3^{\max} = 2,35$  В к шинам присоединяется минимальное число элементов  $n_{\min}$ , определяемое по формуле (50):

$$n_{\min} = \frac{U_{ш}}{U_3} = \frac{230}{2,35} = 98. \quad (50)$$

В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе  $U_3^{\min} = 1,75$  В, а на шинах батареи не ниже номинального ( $U_{ш}^{\min} = 220$  В) к шинам подключается общее число элементов  $n$ , определяемое по формуле (51):

$$n = \frac{220}{1,75} = 125 \quad (51)$$

К тиристорному зарядно-подзарядному агрегату присоединяется:

$$n_{зп} = n_{\min} = 98 \text{ элементов.}$$

При определении типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме  $I_{ав}$ . Она складывается из нагрузки постоянно подключенных потребителей  $I_{п}$  и временной нагрузки  $I_{вр}$  потребителей, подключаемых в аварийном режиме.

Для аккумуляторов типа Varta типовой номер определяют по допустимому току разряда  $I_{разр}$  при получасовом режиме разряда:

$$I_{разр} \geq 1,05 I_{ав}, \quad (52)$$

где  $I_{ав} = I_{п} + I_{вр}$  – нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, А;

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						<i>61</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Значения постоянно включенных нагрузок для подстанций 110..500 кВ – 15...25А, а временную нагрузку для подстанций 110..500 кВ можно принять равной 65...75А.

$$I_{ав} = 20 + 70 = 90, \text{ А}$$

$$I_{разр} \geq 1.05 \cdot 90 = 94,5, \text{ А}$$

По таблице характеристики элементов VARTA bloc выбираем тип аккумуляторной батареи: Vb 2305 (  $I_{разр} = 222,5 \text{ А}$ ). Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току по формуле (53):

$$I_{разр(30'')} \geq I_{т.маx} \quad (53)$$

где  $I_{разр(30'')}$  – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда;

$I_{т.маx} = I_{ав} + I_{пр}$  – максимальный толчковый ток;

$I_{пр}$  – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима. Учитывается одновременное включение двух выключателей.

По таблице технической характеристики элегазовой ячейки PASS M0 [6] ток потребления электромагнита включения и отключения –  $I_{пр} = 2,4 \text{ А}$ .

$$I_{т.маx} = I_{ав} + I_{пр} = 90 + 2 \cdot 2,4 = 94,8 \text{ А}.$$

Для батареи типа Vb 2305 :  $I_{разр(30'')} = 650 \text{ А}$ .

Т.е. условие  $I_{разр(30'')} \geq I_{т.маx}$  выполняется, значит батарея данного типа подходит для установки на подстанции.

Выполним проверку батареи по допускаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока. Ток разряда, отнесенный к одной пластине аккумулятора:

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{т.маx}}{k} \quad (54)$$

Для батареи типа Vb 2305 количество пластин  $k=5$ , следовательно:

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{т.маx}}{k} = \frac{94,8}{5} = 18,96, \text{ А}.$$

Для батареи типа Vb 2305 с емкостью пластины = 50 Ач,  $U_p$  составляет 1,8 В.

По известной величине  $U_p$ , определяют остаточное напряжение на шинах:

$$U_{ост} = 1,7 \cdot 125 = 212,5, \text{ В}.$$

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						62
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Зная общее число последовательных элементов  $n$ , определяют отклонение напряжения, %, на аккумуляторах:

$$\frac{U_{\text{ном}} - U_{\text{ш}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{220 - (1,7 \cdot 25)}{220} \cdot 100 = 3,41.$$

Определим мощность подзарядного устройства. Ток подзарядного устройства для аккумуляторов типа Varta с пластинами емкостью 50 Ач определим по формуле (55):

$$I_{\text{пз}} = 0,025 \cdot k + I_{\text{п}}. \quad (55)$$

$$I_{\text{пз}} = 0,025 \cdot 5 + 20 = 20,13, \text{ А.}$$

Напряжение подзарядного устройства для аккумуляторов типа Varta:

$$U_{\text{пз}} = 2,23 \cdot n_0. \quad (56)$$

$$U_{\text{пз}} = 2,23 \cdot 103 = 229,69, \text{ В.}$$

Мощность подзарядного устройства:

$$P_{\text{пз}} = U_{\text{пз}} \cdot I_{\text{пз}}. \quad (57)$$

$$P_{\text{пз}} = 229,69 \cdot 20,13 = 4,62, \text{ кВт.}$$

Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда для аккумуляторов типа Varta с пластинами емкостью 50 Ач:

$$I_3 = 5 \cdot k + I_{\text{п}}. \quad (58)$$

$$I_3 = 5 \cdot 5 + 20 = 45, \text{ А}$$

Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

$$U_3 = 2,75 \cdot n. \quad (59)$$

$$U_3 = 2,75 \cdot 125 = 343,75, \text{ В.}$$

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						63
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Мощность зарядного устройства:

$$P_3 = 45 \cdot 375,45 = 15,49, \text{ кВт.}$$

Выбираем подзарядное устройство ВАЗП-380/260-40/80 на ток 40-80 А.

### 3.16 Выбор источника бесперебойного питания

Агрегат бесперебойного питания выбираем по напряжению потребителя (380/220В), и по нагрузке потребителя. Примем, что мощность особо ответственных потребителей, в максимально загруженном режиме не превышает 20 кВт.

К установке примем агрегат бесперебойного питания АБП-2 АБП-2-31,5-50-М-3 УХЛ4 мощностью 31,5 кВА [23]. Агрегат бесперебойного питания АБП-2 предназначен для обеспечения потребителей переменного тока промышленной частоты электроэнергией с заданными параметрами, в т.ч. при исчезновении напряжения или отклонении напряжения (частоты) в промышленной сети свыше допустимых пределов. Применяется для питания устройств вычислительной техники, автоматики, систем управления непрерывными процессами, безопасности, связи, охранной и пожарной сигнализации, медицинского оборудования и др. При питании нагрузки через обводную цепь показатели качества выходного напряжения соответствуют характеристикам питающей сети. Агрегат обеспечивает выходные параметры с заданной точностью при работе через АБП-1 на линейную, нелинейную, двигательную и смешанную нагрузку. Агрегат сохраняет работоспособность при отклонениях напряжения на любом входе переменного тока на +15 и -20%. На входе постоянного тока допускается снижение напряжения до 175В при одновременном снижении напряжения нагрузки до 80% от номинальной. Агрегат обеспечивает следующие эксплуатационные режимы, обусловленные конфигурацией схемы:

- работу при питании от основной сети переменного тока;
- автоматическое переключение на питание от резервной сети при пропадании или отклонении напряжения основной сети переменного тока свыше допустимых пределов (уставка переключения при снижении напряжения составляет 304 – 323В, при повышении напряжения 425 – 437В);
- автоматическое переключение на работу от основной сети при восстановлении напряжения основной сети (уставки срабатывания 342 – 361В, 400 – 415В соответственно);
- автоматическое переключение на питание нагрузки от резервной сети переменного тока через обводную цепь при отключении АБП-1 (аварийном и неаварийном).

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						64
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Агрегат АБП-2 конструктивно состоит из самостоятельных устройств – агрегата АБП-1 и устройства переключающего (УП) и выполнены в виде двух шкафов с применением унифицированных металлоконструкций.

Схема подключения агрегата АБП-2 приведена в Приложении В на рисунке В1. Структурная схема агрегата АБП-2 *on-line* с обводной цепью приведена на рисунке 12.

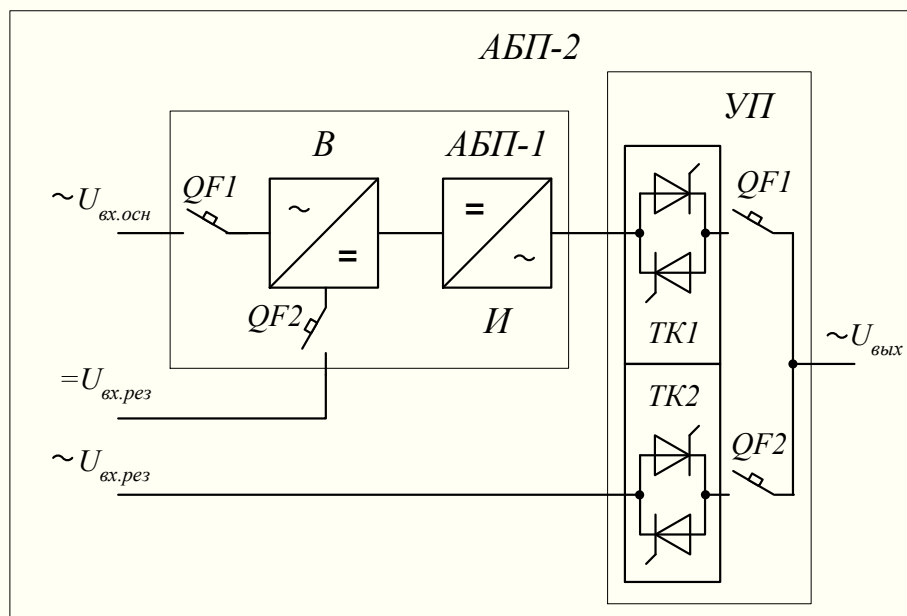


Рисунок 12 – Структурная схема АБП-2

Выпрямитель (рисунок 13) предназначен для преобразования переменного напряжения основной сети в постоянное напряжение заданного уровня, а также для быстрого подключения к своему выходу резервной сети постоянного тока.

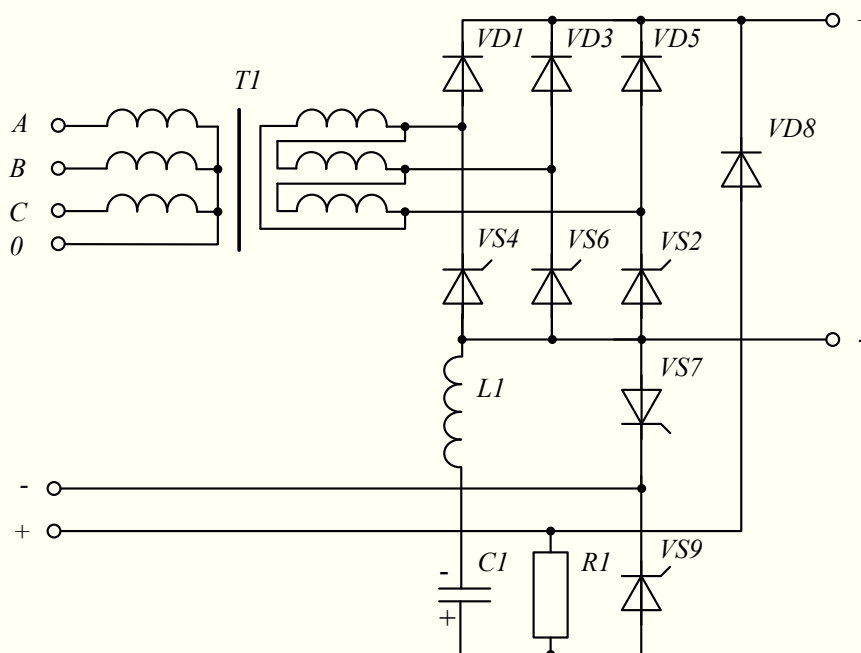


Рисунок 13 – Упрощенная схема выпрямителя агрегата АБП-1





г) последовательные реакторы  $L5 - L7$  обеспечивают устойчивую работу инвертора при коротких замыканиях в нагрузке путем ограничения величины тока короткого замыкания;

д) развязывающий и согласующий трансформатор  $T1$ .

Инвертор имеет комбинированное возбуждение, при котором система управления коммутатором синхронизируется от выходного напряжения агрегата, а система управления – компенсирующим устройством от задающего генератора.

Переключающее устройство предназначено для быстрого отключения АБП-1 от нагрузки и подключения питания нагрузки к резервной сети переменного тока. УП содержит два тиристорных контактора с искусственной коммутацией. Упрощенная схема одной фазы тиристорного контактора приведена на рисунке 15.

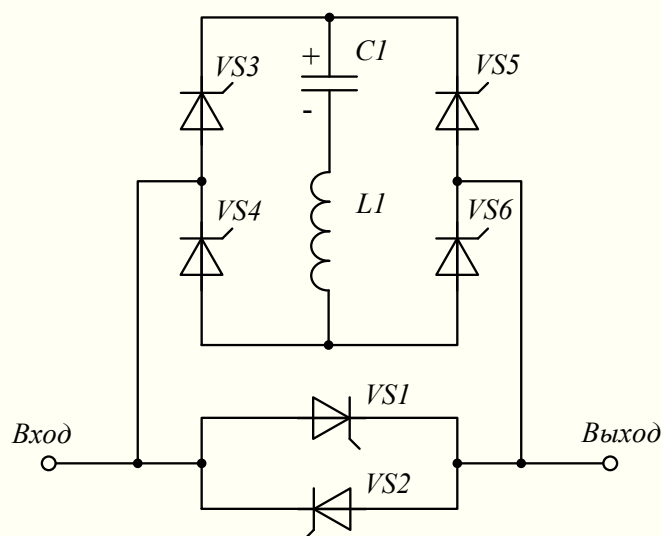


Рисунок 15 – Упрощенная схема одной фазы тиристорного контактора

Схема состоит:

– из тиристорov  $VS1, VS2$ , при включении которых вход тиристорного контактора подключается к нагрузке;

– узла принудительной коммутации, содержащего конденсатор  $C1$ , реактор  $L1$  и тиристоры  $VS3 - VS6$ , обеспечивающие подключение предварительно заряженного конденсатора  $C1$  к проводящему тиристору ( $VS1$  или  $VS2$ ) в обратном направлении, что позволяет отключить тиристорный контактор за время менее 1мс.

Включение, отключение, защиту и функционирование АБП-1 и переключающего устройства во всех режимах обеспечивает САУ.

Выводы по разделу три: выполнен проект подстанции «Родник» с применением современного оборудования: на 110 кВ приняты к установке элегазовые гибридные ячейки PASS MO; на 10 кВ – КРУ типа «Волга» с вакуумными выключателями типа VF12, кабельные линии из сшитого полиэтилена. Разработана схема питания потребителей собственных нужд и выбраны АКБ и АБП. Проведено регулирование напряжения на проектируемой подстанции.

Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.13062.ПЗ

Лист

67

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте бы рассмотрен вариант развития района энергосистемы, расположенной в Уральском регионе в связи со строительством нового круглогодичного развлекательно-оздоровительного комплекса для взрослых и детей со своей инфраструктурой. На основании технико-экономического анализа трех вариантов подключения новой подстанции «Родник» к сети 110 кВ по минимальным затратам, а также с учетом последних рекомендаций по применению современного, малообслуживаемого энергетического оборудования был выбран вариант подключения подстанции от подстанций «Союз» и «Полевая». Все режимы сети были рассчитаны с помощью программы NetWORKS.

На новой подстанции к установке на 110 кВ были приняты гибридные элегазовые ячейки КРУЭН типа PASS MO, включающие в себя разъединители-заземлители, трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, выключатели. Это позволило значительно сократить занимаемую площадь, подвести подстанцию максимально возможно к конечному потребителю, а также уменьшить объемы работ по дальнейшему обслуживанию оборудования.

На 10 кВ в закрытом распределительном устройстве выбраны вакуумные выключатели типа VF 12, встраиваемые в ячейки КРУ «Волга». Выбраны и проверены все токоведущие части. Для запитывания механизмов собственных нужд подстанции выбраны сухие трансформаторы собственных нужд, аккумуляторная батарея, а также источник бесперебойного питания, позволяющий предотвратить перерыв электроснабжения ответственных потребителей.

Для достижения желаемого напряжения у потребителей, запитанных от проектируемой подстанции, выбраны отпайки силового трансформатора в максимальном, минимальном и утяжеленном режимах работы сети.

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						68
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. – М.: Стандартинформ, 1985.
2. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014.
3. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ–6 и ПУЭ–7. 7-ой выпуск. – Новосибирск: Изд-во Сиб. унив., 2007. – 854 с.
4. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с..
5. Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–750 кВ. – ПАО "ФСК ЕЭС", 2013. – 33 с.
6. Высоковольтное оборудование PASS Комплектное элегазовое распределительное устройство PASS M00, PASS M0, PASS M0S. – [http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/61bc7c4247641edec1257b66003bc670/\\$file/BR\\_HV-PASS-FAMILY\(RU\)C\\_2GJA708398-04.2013.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/61bc7c4247641edec1257b66003bc670/$file/BR_HV-PASS-FAMILY(RU)C_2GJA708398-04.2013.pdf).
7. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. – <http://www.fsk-ees.ru>.
8. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 – Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. – М.: Изд-во ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 96 с.
9. Куликов, Ю.А. Переходные процессы в электрических системах: учебное пособие / Ю.А. Куликов, - 2-е изд., испр. и доп. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – 284 с.
10. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Корнеева, Т.В. Чирикова – 2-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. – 448 с.
11. Вакуумные выключатели VF12. – <http://www.elteh.ru/products/9/48>.
12. Комплектное распределительное устройство КРУ «Волга» 6(10)кВ. - <http://www.chelzeo.ru/catalog/jelektrooborudovanie-do-10kv/kru/zakritoe>.
13. Приборы щитовые цифровые электроизмерительные многофункциональные ЩМ96, ЩМ120. Руководство по эксплуатации. – <http://www.mbm-pribor.ru/documents/techdoc/wm120.pdf>.
14. ДЯИМ.411152.003 ПС. Инструкция по монтажу и паспорт. – [http://www.elster.ru/downloads/Metr\\_EA\\_passport\\_rus\\_1.pdf](http://www.elster.ru/downloads/Metr_EA_passport_rus_1.pdf).
15. Индикатор микропроцессорный фиксирующий ИМФ-3Р. Руководство по эксплуатации, паспорт. – [http://www.energotechnosib.ru/sites/default/files/tovar\\_manual/imf-3r.pdf](http://www.energotechnosib.ru/sites/default/files/tovar_manual/imf-3r.pdf).
16. ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока. Трансформатор тока ТОЛ-10- I. Руководство по эксплуатации. – [http://www.cztt.ru/userFiles/Rukovodstva/RE\\_TOL-10-I.pdf](http://www.cztt.ru/userFiles/Rukovodstva/RE_TOL-10-I.pdf).

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						69
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

17. ИРФУ.671241.015 РЭ. Трансформатор напряжения антирезонансный трехфазный НАМИ-10-95 УХЛ2. Руководство по эксплуатации и паспорт. – <http://www.ooo-pribor.ru/equipment/id9867>.

18. Технический каталог. Жесткая ошиновка ОРУ 110 – 750 кВ. – [http://www.zeto.ru/download/4269/ZETO\\_Zh\\_Osh.pdf](http://www.zeto.ru/download/4269/ZETO_Zh_Osh.pdf)

19. Токопроводы комплектные закрытые напряжением 6 и 10 кВ серии ТЗК, ТЗКР, ТЗМПЗ. – <http://www.elektropul.ru/assets/images/prod/046/001.pdf>.

20. РД К28-003:2007 Руководство по выбору, прокладке, монтажу, испытаниям и эксплуатации кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение от 6 до 35 кВ. – Харьков.: Издательство «Майдан», 2007. – 64 с.

21. Полимерные изоляторы типа ЛК. - <http://www.astone.ru/products/izolator/?id=3&B=3/2/1&K=4&Kat=2&idpos=39>.

22. Трансформаторы серии ТЛС. – <http://electra-hvac.ru/rashifrovka-tls.html>.

23. Агрегаты бесперебойного питания. – <http://www.tehsintez.ru/catalog/katalog/oborud/sbp-01.html>.

					<i>13.03.02.2018.13062.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						70
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		