

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, _____
(должность)
_____/ /
(подпись и печать)
« ____ » _____ 20 ____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор
/ _____ // И.М. Кирпичникова /
« ____ » _____ 20 ____ г.

АНАЛИЗ СЕТИ 110 КВ СЕВЕРНОГО УЗЛА ЧЕЛЯБИНСКОЙ ОБЛАСТИ.
РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ «ЕСАУЛКА» 110/35/10 КВ
(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02.2019. 122-224 ВКР
(код направления, год, номер студенческого билета)

Руководитель, доцент, к.т.н.

_____/ В.В. Тарасенко/
« ____ » _____ 20 ____ г.

Автор
студент группы П – 471

_____/ В.С. Любимова/
« ____ » _____ 20 ____ г.

Нормоконтролер, доцент, к.т.н.

_____/ В.В. Тарасенко/
« ____ » _____ 20 ____ г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(национальный исследовательский университет)

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____/И.М. Кирпичникова/
« ____ » _____ 201_ г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Любимовой Виктории Сергеевны
(Ф. И.О. полностью)

Группа П-471

1. Тема выпускной квалификационной работы

Анализ сети 110 кВ зоны Северного узла Челябинской области.
Реконструкция подстанции «Есаулка» 110/35/10 кВ

утверждена приказом по университету от _____ 2019 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к работе

Электрическая схема соединений сети Северного узла Челябинской области, на которой указываются параметры оборудования: длины линий, марки и сечения проводов, марки и мощности трансформаторов, установленных на подстанциях. Дана номинальная мощность трехфазного короткого замыкания на шинах эквивалентной системы, нагрузка сети и сведения об источниках мощности. Справочная и нормативно-техническая литература.

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

- 1) Анализ электрической сети 110 кВ;
- 2) Расчет режимов сети 110/35/10 кВ;
- 3) Реконструкция подстанции «Есаулка»;
- 4) Сравнение методов выбора оптимального варианта электрической сети.

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

- 1) Чертеж «Схема электрическая зоны Северного узла Челябинской области»;
- 2) Чертеж «Главная схема электрических соединений подстанции «Есаулка» 110/35/10 кВ»;
- 3) Плакат «Карта режимов»;
- 4) Чертеж «План-разрез подстанции «Есаулка» 110/35/10 кВ»;
- 5) Плакат «Учет жизненного цикла оборудования при технико-экономическом сравнении вариантов».

Всего 5 листов

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

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель _____
(подпись)

Задание принял к исполнению _____
(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Анализ электрической сети	04.02-24.02	
Расчет режимов сети в программе NETWORKS	25.02-14.03	
Разработка электрической схемы существующей сети 110/35/10 кВ	15.03-17.03	
Разработка плаката «Карта режимов»	18.03-20.03	
Расчет и проектирование подстанции «Есаулка» 110/35/10 кВ	21.03-14.04	
Разработка главной схемы электрических соединений п/ст «Есаулка» 110/35/10 кВ	15.04-28.04	
Разработка специального вопроса	29.04-19.05	
Разработка плаката «Учет жизненного цикла оборудования при технико-экономическом сравнении вариантов»	20.05-27.05	

Заведующий кафедрой _____ /И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____ /В.В. Тарасенко/

Студент _____ /В.С. Любимова/

АННОТАЦИЯ

Любимова В.С. Анализ сети 110 кВ зоны Северного узла Челябинской области. Реконструкция подстанции «Есаулка» 110/35/10 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, П-471, 2019. – 79 с., 20 ил., 38 табл., библиогр. список – 12 наим., прил., 5 л. чертежей ф. А1.

Цель выпускной квалификационной работы – разработать эскизный проект развития районной электрической сети в связи с ростом нагрузок на существующих подстанциях.

Задачи выпускной квалификационной работы – проанализировать существующую сеть энергосистемы, составить баланс активных и реактивных мощностей с учетом перспективного развития рассматриваемого района, определить потоки мощности линий, их токовая нагрузка и напряжения в узлах сети. Произвести расчет подстанции «Есаулка» Северного узла Челябинской области с учетом перспективного роста нагрузок.

В качестве специального вопроса рассмотрен учет жизненного цикла оборудования при технико-экономическом сравнении вариантов

На листах формата А1 составлены электрическая схема Северного узла Челябинской области, электрическая схема, план-схема и разрез одной из ячеек подстанции «Есаулка». Составлены плакаты карты режимов сети и методы выбора оптимального варианта электрической сети.

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	Любимова В.С.				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	Тарасенко В.В.					5	79
<i>Н. Контр.</i>	Тарасенко В.В.				ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ		
<i>Утверд.</i>							

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110 КВ	9
1.1 Действующее оборудование и его параметры	9
1.2 Параметры основного электрооборудования.....	11
1.3 Оценка балансов активной и реактивной мощностей в существующей сети	14
1.3.1 Баланс активных мощностей	15
1.3.2 Баланс реактивных мощностей	16
1.4 Проверка состояния действующего оборудования сети.....	18
1.5 Замена перегруженных трансформаторов.....	20
2 ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ.....	22
2.1 Режим максимальных нагрузок	22
2.2 Режим минимальных нагрузок	29
2.3 Послеаварийный режим работы	29
2.4 Выбор сечений проводов линий электропередач требующих замену	31
3 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ «ЕСАУЛКА».....	33
3.1 Выбор главной схемы подстанции	33
3.2 Выбор трансформаторов	35
3.3 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах	35
3.3.1 Ток на стороне ВН трансформатора	35
3.3.2 Ток на стороне СН трансформатора	36
3.3.3 Ток на стороне НН трансформатора	36
3.4 Расчет токов в нормальном и утяжеленном режимах.....	36
3.4.1 Трехфазное короткое замыкание на стороне ВН.....	39
3.4.2 Трехфазное короткое замыкание на стороне СН.....	40
3.4.3 Трехфазное короткое замыкание на стороне НН	40
3.5 Выбор коммутационных аппаратов, изоляторов, средств контроля и измерений, ОПН на стороне ВН РУ	43
3.5.1 Выбор выключателя.....	43
3.5.2 Выбор разъединителей	46
3.5.3 Выбор трансформаторов тока.....	47
3.5.4 Выбор трансформаторов напряжения	50
3.5.5 Выбор ОПН.....	52
3.5.6 Выбор изоляторов	52
3.6 Распределительное устройство СН	52
3.6.1 Выбор выключателя.....	52
3.6.2 Выбор разъединителей	53
3.6.3 Выбор трансформаторов тока.....	54
3.6.4 Выбор трансформаторов напряжения	57
3.6.5 Выбор ОПН.....	59

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

3.6.6	Выбор изоляторов	59
3.7	Распределительное устройство НН	59
3.7.1	Выбор выключателя.....	59
3.7.2	Выбор разъединителей	61
3.7.3	Выбор трансформаторов тока.....	62
3.7.4	Выбор трансформаторов напряжения	66
3.7.7	Выбор ОПН.....	67
3.7.8	Выбор изоляторов	67
3.8	Токоведущие части	69
3.9	Расчет молниезащиты	69
4	УЧЕТ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОМ СРАВНЕНИИ ВАРИАНТОВ	70
4.1	Технико-экономическое сранение показателей.....	70
4.2	Оценка жизненного цикла.....	72
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	77
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	78

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время работа всех отраслей промышленности напрямую связана с использованием электроэнергии: от приведения в действие различных механизмов, до самих технологических процессов. Развитие кибернетики, вычислительной и космической техник, и других современных научных направлений, являющихся энергоемкими, напрямую зависит от своевременного развития энергетики. Этот фактор является одним из решающих при проектировании.

Необходимость развития электрической сети определяется задачей покрытия возрастающих электрических нагрузок района, более рационального использования энергоресурсов, оптимизации режимов электропотребления, оптимизации работы электрических сетей энергосистемы в целом.

Для решения этих задач необходимо проводить анализ установившихся режимов, расчет и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях всех классов напряжений.

В данной выпускной работе рассматривается развитие электрической сети Северного узла Челябинской области, включающая в себя реконструкцию подстанции «Есаулка», напряжением 110/35/10 кВ. Необходимость реконструкции возникла в связи с увеличением нагрузки и потребителей электрической энергии.

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110 КВ

1.1 Действующее оборудование и его параметры

Зона Северного узла Челябинской области состоит из 20 пунктов потребителей электроэнергии. Все потребители электроэнергии относятся ко II категории надежности электроснабжения [1]. Число часов использования максимума нагрузки примем 6000 ч. Электрическая сеть относится ко II району по гололеду и II району – по ветру.

Питание анализируемой электрической сети осуществляется от одного источника неограниченной мощности – подстанции «Шагол». Примем данную подстанцию балансирующим и базисным узлом.

Характеристики потребителей действующих подстанций представлены в таблице 1. Нагрузка в узлах, заданных в таблице 1, соответствует режиму наибольших нагрузок. Коэффициент мощности потребителей всех подстанций примем равным 0,8.

Таблица 1 – Действующие подстанции

Подстанция	Нагрузка, МВА			Силовые трансформаторы
	ВН	СН	НН	
Шагол	-	-	-	-
Заварухино	14+j10,5	-	-	2×ТРДН-25000/110/10
Есаулка	-	15+j11,3	-	2×ТДТН-10000/110/35/10
Долгая	-	-	5,152+j3,864	2хТАМ-1800/35/10 ТМ-5600/35/10
КС-1	-	2,7+j1,13	-	-
Полевая	17,92+j13,44	-	-	2×ТДН-16000/110
Кременкуль	5,6+j4,2	-	-	ТДНГ-10000/110/10
Харлуши	7,056+ j5,292	-	-	2×ТМН-6300/110
Краснопольская	22,4+j16,8	-	-	2×ТРДН-40000/110/10
Новоградская	22,4+j16,8	-	-	2×ТРДН-40000/110/10
Шершневская	14+ j0,9	-	-	2×ТРДН-25000/110/10
Сосновская	10,7+ j0,9	-	-	-
Томино	3,528+ j2,646	-	-	ТМН-6300/110/10

Продолжение таблицы 1

Подстанция	Нагрузка, МВА			Силовые трансформаторы
	ВН	СН	НН	
Камыши	11,2+ j8,4	-	-	2×ТДН-10000/110/10
Болото-1	27,9+ j10,5	-	-	-
Болото-2	23,9+ j9,4	-	-	-
Болото-7	16,3+ j4,5	-	-	-
Кыштым	5,6+ j4,2	-	-	2×ТДТН-20000/110/35/6
Аргаяш	-	18,3+ j13,725	-	2×ТДТН-25000/110

Перечень эксплуатируемых линий электропередачи представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Эксплуатируемые линии электропередачи

№ ЛЭП	Марка	Число цепей	Длина, км
Шагол–Заварухино	АС-150/24+185/29	1	4,9+7,4
Шагол – Полевая	АС-185/29+95/16	1	1,5+0,65
Шагол–Кременкуль	АС-185/29	1	11,8
Шагол – Харлуши	АС-185/29+150/24	1	16,7+1,7
Шагол – Камыши	АС-185/29+150/24	1	7,4+20
Кременкуль – Харлуши	АС-185/29	1	6,6
Шагол – Новоградская	АС-240/32	1	5,8
Шагол – Краснопольская	АС-240/32	1	2,2
Краснопольская– Новоградская	АС-240/32	1	0,1
Новоградская – Шершневская	АС-240/32+АС-185/29	1	8,45+0,5
Шершневская – Сосновская	АС-240/32+185/29+150/24	1	3,75+12,0+7,2
Шершневская – Томино	М-95+АС-150/24	1	6,1+8,9
Сосновская – Томино	АС-240/32+185/29	1	3,75+10,9
Шагол – Есаулка	АС-185/29+М-95	1	7,1+2,6
Заварухино – Есаулка	АС-150/24+АС-95/16	1	4,9+2,6
Есаулка – Долгая	АС-95/16	1	3,7
Есаулка – КС-1	АС-95/16	1	1,3
Шагол – Аргаяш	АС-185/29+150/24	1	7,2+35,5
Аргаяш – Кыштым	АС-150/24	1	31,8
Кыштым – Болото-2	АС-240/32+М-95	1	2,5+1,0
Болото 1 – Болото-2	АС-240/32	1	2,06
Болото 2 – Болото-7	АС-240/32	1	1,96
Заварухино – Болото-7	АС-150/24	1	60,73

1.2 Параметры основного электрооборудования

Данные о силовых трансформаторах подстанций района энергосистемы приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Силовые трансформаторы

Тип	Каталожные данные									Расчетные данные			
	U _{НОМ} , кВ			U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _{xx} , кВт	I _{xx} , %	R _Г , Ом	X _Г , Ом	g _Г ·10 ⁻⁶ , См	b _Г ·10 ⁻⁶ , См
	ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н							
Двухобмоточные													
ТРДН-25000/110/10	115	-	10	-	10,5	-	120	27	0,7	2,54	55,49	2,04	13,23
ТМ-5600/35/10	38,5		10,5	-	7,5	-	56	18,5	4,5	2,65	19,67	12,4	170
ТАМ-1800/35/10,5	35	-	10,5	-	6,3	-	24	8,3	5	9,07	41,9	6,78	73,47
ТДН-16000/110/10	115	-	11	-	10,5	-	85	19	0,7	4,39	86,68	1,44	8,469
ТДН (ТДНГ)-10000/110/10	115	-	11	-	10,5	-	60	14	0,7	7,94	138,64	1,06	5,293
ТРДН-40000/110/10	115	-	10,5	-	10,5	-	172	36	0,65	1,42	34,69	2,72	19,66
ТМН-6300/110/10	115	-	11	-	10,5	-	44	10	1	14,56	219,93	0,76	4,764
Трехобмоточные													
ТДТН-10000/110/35/10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1	5; 5; 5	142,2 0; 82,7	1,285	8,318
ТДТН-20000/110/35/6	115	38,5	6,6	10,5	17	6	127	45	2,5	4,19	69,3	3,403	37,81
ТДТН-25000/110	115	11	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7	1,5; 1,5; 1,5	56,9; 0; 35,7	2,344	17,01

Установленные трансформаторы снабжены устройством для регулирования

														Лист
														11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР									

напряжения под нагрузкой (РПН) с диапазоном регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$, за исключением трансформаторов ТАМ-1800/35/10,5 и ТМ-5600/35/10.

Характеристики эксплуатируемых линий электропередач представлены в таблице 4. Все линии являются одноцепными. Значения удельных сопротивлений и проводимостей на 1 км длины провода при $t = 20^\circ\text{C}$, приняты из справочной литературы [2].

Рассмотрим линию с сосредоточенными параметрами и примем П-образную схему замещения. Рассчитаем полные сопротивления и проводимости линий.

Активное сопротивление r_l учитывает активную мощность, которая расходуется на нагрев провода. Для всех стандартных сечений полное активное сопротивление рассчитывается по следующей формуле:

$$r_l = r_{уд} \cdot L, \quad \text{Ом} \quad (1)$$

где $r_{уд}$ – удельное сопротивление линии, $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$;

L – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление x_l учитывает реактивную мощность, которая расходуется на создание внешнего магнитного поля вокруг проводника и магнитного поля, замыкающегося в проводе; зависит от расположения провода на опоре, диаметра провода, магнитной проницаемости материала.

$$x_l = x_{уд} \cdot L, \quad \text{Ом} \quad (2)$$

где $x_{уд}$ – удельное сопротивление линии, $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$.

Активная проводимость g_l учитывает потери активной мощности на корону в воздушных линиях электропередачи. Определяется по формуле:

$$g_l = g_{уд} \cdot L, \quad \text{См} \quad (3)$$

где $g_{уд}$ – удельная проводимость линии, $\frac{\text{См}}{\text{км}}$.

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	<i>Лист</i>
						12
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

При расчете установившихся режимов 110кВ активная проводимость не учитывается, так как потери активной мощности на коронирование в проводах незначительны.

Емкостная проводимость $b_{л}$ учитывает наличие конденсаторов между проводами и землей. Учитывается при расчете установившегося режима от 110 кВ. Полная емкостная проводимость:

$$b_{л} = b_{уд} \cdot L, \quad \text{См} \quad (4)$$

где $b_{уд}$ – удельная проводимость линии, $\frac{\text{См}}{\text{км}}$.

Линия рассматривается, как дополнительный источник реактивной мощности, эта емкостная мощность называется зарядной мощностью линии и рассчитывается:

$$Q_3 = \sqrt{3} \cdot U_{л} \cdot I_c = U_{л}^2 \cdot b_{л}, \quad \text{МВар} \quad (5)$$

где $U_{л}$ – фазное напряжение линии, кВ;

I_c – емкостный ток, А.

Таблица 4 – Линии электропередач

ЛЭП	Каталожные данные				Расчетные данные				
	$r_{уд}$	$x_{уд}$	$g_{уд}$	$b_{уд}$	$r_{л}$	$x_{л}$	$g_{л} \cdot 10^{-6}$	$b_{л} \cdot 10^{-6}$	Q_3
Шагол – Заварухино	0,182	0,417	-	2,727	1,088	2,557	-	16,796	0,203
Шагол – Полевая	0,230	0,424	-	2,679	0,217	0,451	-	2,909	0,035
Шагол– Кременкуль	0,159	0,413	-	2,747	1,876	4,873	-	32,415	0,392
Шагол – Харлуши	0,182	0,417	-	2,727	1,501	3,806	-	25,238	0,305
Шагол– Камыши	0,182	0,417	-	2,727	2,628	5,728	-	37,234	0,451
Кременкуль – Харлуши	0,159	0,413	-	2,747	1,049	2,726	-	18,13	0,219
Шагол– Новоградская	0,118	0,405	-	2,808	0,684	2,349	-	16,286	0,197

Продолжение таблицы 4

ЛЭП	Каталожные данные				Расчетные данные				
	$r_{уд}$	$x_{уд}$	$g_{уд}$	$b_{уд}$	$r_{л}$	$x_{л}$	$g_{л} \cdot 10^{-6}$	$b_{л} \cdot 10^{-6}$	Q_3
Шагол – Краснопольская	0,118	0,405	-	2,808	0,26	0,891	-	6,178	0,075
Краснопольская – Новоградская	0,118	0,405	-	2,808	0,012	0,041	-	0,281	0,003
Новоградская – Шершневецкая	0,139	0,409	-	2,778	0,538	1,814	-	12,551	0,152
Шершневецкая – Сосновская	0,160	0,413	-	2,754	1,273	3,166	-	20,995	0,175
Шершневецкая – Томино	0,199	0,427	-	2,659	1,50	3,19	-	20	0,242
Сосновская – Томино	0,139	1,636	-	2,778	1,088	3,01	-	20,236	0,245
Шагол – Есаулка	0,177	0,423	-	2,679	0,817	2,029	-	13,145	0,159
Заварухино – Есаулка	0,253	0,427	-	2,659	0,891	1,593	-	10,026	0,121
Есаулка – Долгая	0,301	0,434	-	2,611	1,114	1,606	-	9,661	0,012
Есаулка – КС-1	0,301	0,434	-	2,611	0,391	0,564	-	3,394	0,004
Аргаяш – Шагол	0,182	0,417	-	2,727	4,193	8,942	-	57,938	0,701
Аргаяш – Кыштым	0,204	0,420	-	2,707	6,487	13,36	-	86,083	1,042
Кыштым – Болото-2	0,156	0,419	-	2,709	0,245	0,723	-	4,815	0,058
Болото-1 – Болото-2	0,118	0,405	-	2,808	0,243	0,834	-	5,784	0,070
Болото-2 – Болото-7	0,118	0,405	-	2,808	0,231	0,794	-	5,504	0,067
Заварухино – Болото-7	0,204	0,420	-	2,707	12,39	25,51	-	164,4	1,989

1.3 Оценка балансов активной и реактивной мощностей в существующей сети

В системе в любой момент времени должен выполняться баланс мощностей. То есть, в систему должно поступать ровно столько электроэнергии, сколько потребляют потребители с учетом потерь при передаче.

Обеспечение баланса мощностей осуществляется за счет обменной мощности

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

подстанции «Шагол», согласно исходным данным. Эта подстанция генерирует необходимое количество мощности при ее дефиците, либо потребляет ее при избытке.

1.3.1 Баланс активных мощностей

Оценка баланса активной мощности необходима для выявления достаточности мощностей существующих электростанций и определения наличия и величины перетоков мощностей между существующей сетью и остальной энергосистемой.

Запишем баланс по активным мощностям

$$P_{\Sigma\Pi} = P_{\Sigma\Gamma}, \quad (6)$$

где $P_{\Sigma\Pi}$ – суммарное потребление активной мощности, МВт;

$P_{\Sigma\Gamma}$ – суммарная генерируемая активная мощность, МВт.

Потребление активной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $P_{\Sigma\text{нагр}}$, собственных нужд электростанций $P_{\Sigma\text{сн}}$ и суммарных потерь активных мощностей ΔP_{Σ} .

Суммарная активная мощность нагрузок потребителей

$$P_{\Sigma\text{нагр}} = 234,256 \text{ МВт.}$$

Так как в действующей сети отсутствуют электрические станции, то нагрузка собственных нужд $P_{\Sigma\text{сн}} = 0$.

Суммарные потери активной мощности складываются из суммарных потерь мощности в линиях $\Delta P_{\Sigma\text{лэп}}$, которые можно принять 2...3%, и суммарных потерь в трансформаторах $\Delta P_{\Sigma\text{т}}$ – 1,2...1,5% от мощности всех нагрузок:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\Sigma\text{лэп}} + \Delta P_{\Sigma\text{т}}. \quad (7)$$

Тогда, при $\Delta P_{\Sigma\text{лэп}} = 4,791$ МВт и $\Delta P_{\Sigma\text{т}} = 3,162$ МВт суммарные потери активной мощности равны:

$$\Delta P_{\Sigma} = 7,953 \text{ МВт.}$$

					<i>П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР</i>	<i>Лист</i>
						15
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Небаланс активной мощности $\Delta P_{\Sigma\text{НБ}}$ можно определить по формуле:

$$\Delta P_{\Sigma\text{НБ}} = P_{\Sigma\text{нагр}} + \Delta P_{\Sigma}. \quad (8)$$

$$\Delta P_{\Sigma\text{НБ}} = 234,256 + 7,953 = 242,209 \text{ МВт.}$$

В результате расчетов, величина небаланса активной мощности принимает положительные значения, это означает, что мощность потребляется из балансирующего узла.

1.3.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство

$$Q_{\Sigma\text{п}} = Q_{\Sigma\text{Г}} + Q_{\Sigma\text{З}} + Q_{\Sigma\text{Ку}} \quad (9)$$

где $Q_{\Sigma\text{п}}$ – суммарное потребление реактивной мощности, МВАр;

$Q_{\Sigma\text{Г}}$ – суммарная генерируемая активная мощность, МВАр;

$Q_{\Sigma\text{З}}$ – суммарная мощность, генерируемая линиями (зарядная), МВАр;

$Q_{\Sigma\text{Ку}}$ – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая компенсаторами, МВАр.

Потребление реактивной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $Q_{\Sigma\text{нагр}}$, собственных нужд электростанций $Q_{\Sigma\text{сн}}$ и суммарных потерь реактивных мощностей ΔQ_{Σ} :

$$Q_{\Sigma\text{п}} = Q_{\Sigma\text{нагр}} + Q_{\Sigma\text{сн}} + \Delta Q_{\Sigma}. \quad (10)$$

Суммарная реактивная мощность нагрузок потребителей

$$Q_{\Sigma\text{нагр}} = 140,997 \text{ МВАр.}$$

Так как в действующей сети отсутствуют электрические станции, то нагрузка собственных нужд $Q_{\Sigma\text{сн}} = 0$.

Суммарные потери реактивной мощности складываются из суммарных потерь мощности в линиях $\Delta Q_{\Sigma\text{лэп}}$, которые можно принять 1,5% для линий 35 кВ и 5% для 110 кВ и суммарных потерь в трансформаторах $\Delta Q_{\Sigma\text{Т}}$ – 7% от мощности

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	<i>Лист</i>
						16
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

всех нагрузок:

$$\Delta Q_{\Sigma} = \Delta Q_{\Sigma_{л\acute{e}п}} + \Delta Q_{\Sigma_{Т}}. \quad (11)$$

При $\Delta Q_{\Sigma_{л\acute{e}п}} = 11,4$ МВАр и $\Delta Q_{\Sigma_{Т}} = 9,87$ МВАр суммарные потери активной мощности равны:

$$\Delta Q_{\Sigma} = 21,27 \text{ МВАр.}$$

Согласно выражению (10):

$$Q_{\Sigma_{п}} = 140,997 + 0 + 21,27 = 162,267 \text{ МВАр.}$$

Реактивная мощность, генерируемая воздушными линиями, для линий 110 кВ равняется – 30 кВАр/км. Тогда суммарная мощность генерируемая воздушными линиями $Q_{\Sigma_{з}}$ определяется как

$$Q_{\Sigma_{з}} = 0,03 \cdot L, \quad (12)$$

где L – суммарная длина линий, равная 284,6 км.

$$Q_{\Sigma_{з}} = 0,03 \cdot 284,6 = 8,538 \text{ МВАр.}$$

В качестве компенсирующего устройства на подстанции Шагол установлена батарея статических конденсаторов (БСК), предназначенная для генерации реактивной мощности, подключенная параллельно на шины подстанции. В связи с этим, суммарная реактивная мощность, вырабатываемая компенсаторами, равняется $Q_{\Sigma_{к\acute{y}}} = 56$ МВАр.

Небаланс реактивной мощности $\Delta Q_{\Sigma_{н\acute{b}}}$ можно определить по формуле:

$$\Delta Q_{\Sigma_{н\acute{b}}} = 162,267 - 8,538 - 56 = 97,729 \text{ МВАр.} \quad (13)$$

Величина небаланса реактивной мощности принимает положительные значения. Это означает, что в режиме максимальных нагрузок реактивная мощность будет потребляться из балансирующего узла, что может привести к снижению напряжения на подстанции ниже допустимого.

Существующая сеть имеет дефицит реактивной мощности. В связи с этим

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	<i>Лист</i>
						17
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

необходимо установить дополнительные источники реактивной мощности.

По условию баланса определим необходимую мощность дополнительных компенсирующих устройств $Q_{\Sigma\text{ку доп}}$ для Северного района, сопоставив суммарную реактивную потребляемую мощность с мощностью, поступающей от источников.

Резерв некоторой реактивной мощности для выполнения условий баланса обеспечивает обменная реактивная мощность, которая определяется

$$Q_{\text{НБ}} = \Delta P_{\text{НБ}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (14)$$

где $\text{tg}\varphi$ – коэффициент мощности системы, принят равным 0,35.

$$Q_{\text{НБ}} = 242,209 \cdot 0,35 = 84,773 \text{ МВАр.}$$

Тогда, мощность дополнительных компенсирующих устройств определяется из равенства

$$-Q_{\Sigma\text{ку доп}} = Q_{\Sigma\text{ку}} + Q_{\Sigma\text{з}} + Q_{\text{НБ}} - Q_{\Sigma\text{п}} \quad (15)$$

$$-Q_{\Sigma\text{ку доп}} = 12,956 \text{ МВАр.}$$

Примем к установке на подстанции Шагол аналогичную батарею статических конденсаторов мощностью 12,956 МВАр в качестве дополнительного компенсирующего устройства.

1.4 Проверка состояния действующего оборудования сети

Проверка состояния действующего оборудования сети необходима для выявления перегруженных и не догруженных элементов. В связи с этим, проверим нагрузку трансформаторов электрической сети.

Трансформатор должен иметь коэффициент нагрузки в нормальном режиме

$$k_{\text{загр}} = \frac{S_{\text{н}}}{2 \cdot S_{\text{ном}}} \leq 0,7, \quad (16)$$

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	<i>Лист</i>
						18
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

где S_H – нагрузка подстанции, МВА;

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

И в послеаварийном режиме

$$k_{загр} = \frac{S_H}{S_{НОМ}} \leq 1,4. \quad (17)$$

Так как, согласно исходным данным, все потребители относятся ко II категории надежности электропитания, то при несоблюдении записанных выше соотношений (16-17), следует сделать вывод о необходимости замены трансформаторов подстанции.

Достаточно сравнить данные коэффициенты с основными показателями. Сведем данные в таблицу 5.

Таблица 5 – Проверка нагрузки трансформаторов

Подстанция	Трансформатор	$S_{НОМ}$, МВА	$k_{загр}$	$k_{пер}$
Заварухино	2×ТРДН-25000/110/10	25	0,35	0,7
Есаулка	2×ТДТН-10000/110/35/10	10	0,939	1,878
Долгая	2хТАМ-1800/35/10 ТМ-5600/35/10	7,4	0,7	0,87
Полевая	2×ТДН-16000/110	16	0,7	1,4
Кременкуль	ТДНГ-10000/110/10	10	0,35	0,7
Харлуши	2×ТМН-6300/110/10	6,3	0,653	1,306
Краснопольская	2×ТРДН-40000/110/10	40	0,35	0,7
Новоградская	2×ТРДН-40000/110/10	40	0,35	0,7
Шершневецкая	2×ТРДН-25000/110/10	25	0,35	0,7
Томино	ТМН-6300/110/10	6,3	0,35	0,7
Камыши	2×ТДН-10000/110/10	10	0,7	1,4
Кыштым	2×ТДТН-20000/110/35/6	20	0,175	0,35
Аргаяш	2×ТДТН-25000/110/35/10	25	0,458	0,915

Вывод: необходима замена трансформаторов 2×ТДТН-10000/110/35/10 на подстанции Есаулка, в связи с невыполнением условий загрузки трансформаторов.

1.5 Замена перегруженных трансформаторов

Анализ состояния основного электрооборудования сети выявил необходимость замены трансформаторов подстанции Есаулка на более мощные.

Произведем выбор трансформаторов. Выбор трансформаторов обычно сводится к выбору числа, типу и номинальной мощности трансформаторов.

Выбор количества трансформаторов зависит от требования к надежности электроснабжения питающихся от ПС потребителей. Если потребители, подключенные к проектируемой подстанции, имеют I или II категорию по надежности, то, согласно ПУЭ [1], эти потребители должны получать питание от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Такими источниками для районной подстанции является два трансформатора.

Тип трансформатора оставим неизменным.

Выбор номинальной мощности трансформатора производят с учетом его нагрузочной способности, мощность нагрузки должна быть распределена равномерно на каждый трансформатор.

Мощность на одном трансформаторе (нагрузка 70%)

$$S_1 = \frac{S_{\text{нагр}}}{2}, \quad (18)$$

где $S_{\text{нагр}}$ – нагрузка подстанции, МВА.

$$S_1 = \frac{21,072}{2} = 10,536 \text{ МВА.}$$

Мощность трансформатора выбирается так, чтобы при отключении одного из них на время ремонта или замены, оставшийся в работе трансформатор, с учетом их допустимой перегрузки и резерва по сетям СН и НН, обеспечивал питание полной нагрузки [3].

Так, каждый трансформатор должен быть загружен на 70%. В случае аварийного выхода из строя одного из трансформаторов, второй будет загружен на 140%, что допустимо на период ремонта или замены поврежденного трансформатора (перегрузка не превышает более чем 40%) [4].

Оптимальная мощность одного трансформатора (нагрузка 100%)

$$S_T = \frac{S_1}{70\%} \cdot 100\% = \frac{10,536}{70\%} \cdot 100\% = 15,051 \text{ МВА.} \quad (19)$$

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

Реальная мощность одного трансформатора (нагрузка 100%)

$$S_p = 16 \text{ МВА.}$$

С учетом полученных данных выбираем два трехфазных силовых масляных трехобмоточных трансформатора с системой охлаждения «Д» – принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла регулированием напряжения под нагрузкой на стороне ВН ТДТН-16000/110/35/10. Параметры трансформатора представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Параметры трансформатора ТДТН-16000/110/35/10

Тип	Каталожные данные									Расчетные данные			
	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$			$U_{\text{к}}, \%$			$\Delta P_{\text{k}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{xx}}, \text{кВт}$	$I_{\text{xx}}, \%$	$R_{\text{T}}, \text{Ом}$	$X_{\text{T}}, \text{Ом}$	$g_{\text{T}} \cdot 10^{-6}, \text{См}$	$b_{\text{T}} \cdot 10^{-6}, \text{См}$
	ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н							
ТДТН-16000/110/35/10	115	38,5	10,5	10,5	17	6	100	23	1	2,6; 2,6; 2,6	88,9; 0; 52	1,739	12,1

Выбранный трансформатор снабжен устройством для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) с диапазоном регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$.

2 ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ

При эксплуатации электрической сети необходимо проанализировать условия, в которых работают потребители и оборудование сети, проверить насколько технически допустима, их работа; оценить токи в ветвях ЛЭП и напряжение на шинах потребителя и установить соответствуют ли они пределам рекомендуемым ГОСТом.

2.1 Режим максимальных нагрузок

Режим максимальных нагрузок необходим для проверки загруженности сечений сети в условиях наибольшего потребления электрической энергии. Расчёт режима позволяет оценить перегрузочную способность сети, а также оценить качество электроэнергии при максимальных нагрузках.

Карта режима максимальных нагрузок сети представлена на рисунке 1.

Рассчитаем отклонение напряжения для каждого узла, воспользовавшись формулой (20), результаты расчета сведем в таблицу 7. Положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии (в каждом узле) не должны превышать 10% номинального [5].

$$|\delta| = \left| \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \right|, \quad (20)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение на шинах подстанции, кВ;

U – фактическое напряжение подстанции, кВ.

Таблица 7 – Узловые напряжения сети при максимальных нагрузках

Название узла	$U_{\text{ном}}$, кВ	U , кВ	$ \delta $, %
Шагол	110	110	0
Заварухино	110	108,72	1,164
Заварухино	10	9,19	8,1
Есаулка	110	108,83	1,064
Есаулка	35	32,3	7,714
Есаулка	10	9,08	9,2
Долгая	35	32,04	8,457

Продолжение таблицы 7

Название узла	$U_{\text{ном}}$, кВ	U , кВ	$ \delta $, %
Долгая	10	8,23	17,7
КС-1	35	32,28	7,771
Полевая	110	109,9	0,091
Полевая	10	9,92	0,8
Кременкуль	110	109,3	0,636
Кременкуль	10	9,85	1,8
Харлуши	110	109,08	0,836
Харлуши	10	9,82	1,8
Краснопольская	110	109,57	0,391
Краснопольская	10	10,2	2
Новоградская	110	109,56	0,4
Новоградская	10	10,11	1,1
Шершневская	110	109,17	0,755
Шершневская	10	10,17	1,7
Сосновская	110	108,72	1,164
Томино	110	108,85	1,045
Томино	10	9,8	2
Камыши	110	104,09	5,373
Камыши	10	9,31	6,9
Болото-1	110	99,48	9,564
Болото-2	110	99,64	9,418
Болото-7	110	99,75	9,318
Кыштым	110	99,81	9,264
Аргаяш	110	104,61	4,9
Аргаяш	35	28,63	18,2

Вывод: рекомендовано осуществить выбор отпаяк на трансформаторе ТДТН-25000/110/35/10 подстанции «Аргаяш» 35 кВ, а также провести мероприятия по регулированию напряжения на подстанции «Долгая» 10 кВ.

В режиме максимальных нагрузок по сети передаются значительные мощности, а, следовательно, по линиям протекают большие токи, которые вызывают потери в сопротивлениях линий, мощности и напряжений. Выполним анализ загруженности каждой линий электропередач. Оценку будем производить при помощи нормативно обобщенных показателей: расчетной плотности тока и коэффициента перегрузки, сравнивая их с установленными пределами.

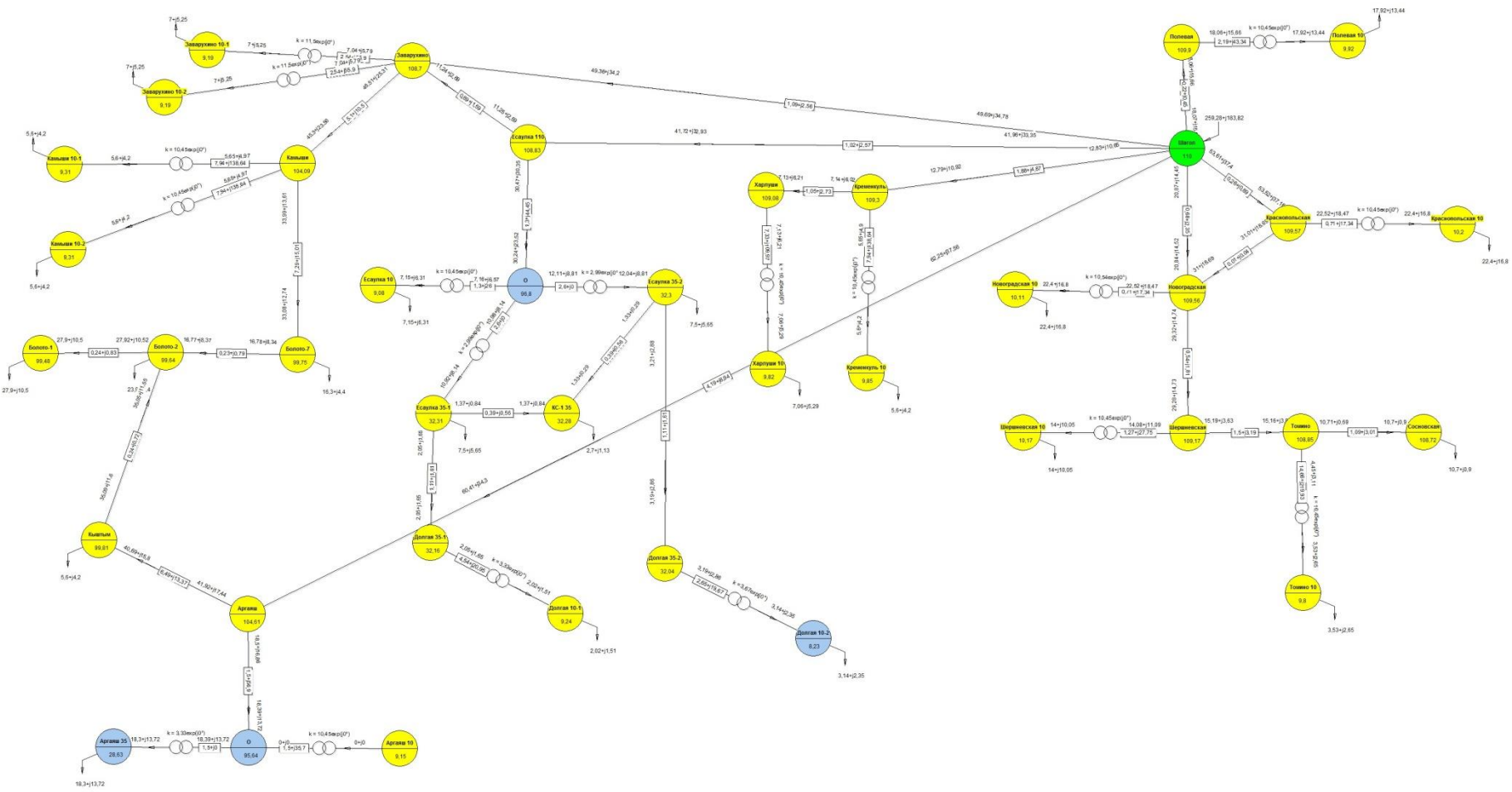


Рисунок 1 – Карта режимов максимальных нагрузок сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР

Расчетная плотность тока определяется, как:

$$j_p = \frac{I_p}{F}, \quad (21)$$

где I_p – расчетный ток линии в нормальном режиме работы сети, А;

F – экономическое сечение, мм².

Нормированное значение плотности тока при заданном числе часов использования нагрузки ($T_{\text{макс}} = 6000$ ч) равно $1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$ [2].

Коэффициент перегрузки

$$K_{\text{пер}} = \frac{I_p}{n \cdot I_{\text{пред}}}, \quad (22)$$

где n – число проводов в фазе;

$I_{\text{пред}}$ – допустимый длительный ток, А.

Если коэффициент перегрузки, принимает значение: $K_{\text{пер}} > 1$, то такие линии и трансформаторы рекомендованы под замену. Если линия не перегружена, но расчетная плотность тока составляет: $j_p > 2 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$, следует рекомендовать замену провода на провод большего сечения. Полученные результаты целесообразно свести в таблицу.

Таблица 8 – Анализ загруженности линий при максимальных нагрузках

Название ветви	Исполнение	$I_{\text{пред}}, \text{А}$	$I, \text{А}$	$j_p, \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$	$K_{\text{пер}}$
Шагол – Заварухино	АС-150/24+185/29	450	381,62	2,54	0,85
Шагол – Полевая	АС-185/29+95/16	330	125,52	1,32	0,38
Шагол – Кременкуль	АС-185/29	510	88,16	0,48	0,17
Заварухино – Камыши	АС-150/24	450	282,27	1,88	0,63
Камыши – Болото-7	АС-150/24	450	204,2	1,36	0,45
Кременкуль – Харлуши	АС-185/29	510	49,68	0,27	0,10

										Лист
										25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР					

Продолжение таблицы 8

Название ветви	Исполнение	$I_{пред}, А$	$I, А$	$j_p, \frac{А}{мм^2}$	$K_{пер}$
Шагол – Новоградская	АС-240/32	610	133,53	0,56	0,22
Шагол – Краснопольская	АС-240/32	610	343,21	1,43	0,56
Краснопольская –Новоградская	АС-240/32	610	190,77	0,79	0,31
Новоградская – Шершневская	АС-240/32+ +АС-185/29	510	173,31	0,94	0,34
Шершневская – Томино	М-95+АС-150/24	422	82,77	0,87	0,20
Сосновская – Томино	АС-240/32+185/29	510	57,02	0,31	0,11
Шагол – Есаулка	АС-185/29+М-95	422	281,64	2,96	0,67
Заварухино – Есаулка	АС-150/24+ +АС-95/16	330	61,39	0,65	0,19
Есаулка – Долгая	АС-95/16	330	77,16	0,81	0,23
Есаулка – КС-1	АС-95/16	330	24,34	0,26	0,07
Шагол – Аргаяш	АС-185/29+150/24	450	382,56	2,55	0,85
Аргаяш – Кыштым	АС-150/24	450	252,47	1,68	0,56
Кыштым – Болото-2	АС-240/32+М-95	422	213,8	2,25	0,51
Болото-1 – Болото-2	АС-240/32	610	173	0,72	0,28
Болото-2 – Болото-7	АС-240/32	610	108,6	0,45	0,18

В результате проведенного анализа загруженности линий электропередачи в схеме района, установлено, что перегруженных линий нет. Но у линий Шагол – Заварухино, Шагол – Есаулка, Шагол – Аргаяш, Кыштым – Болото-2 рекомендована замена проводов.

2.2 Режим минимальных нагрузок

Режим минимальных нагрузок необходим для проверки напряжения в узлах сети, когда потребление электроэнергии линии минимально. Расчёт данного

режима, позволяет выявить рост напряжения в узлах. В режиме минимальных нагрузок величина нагрузки составляет 30% от максимальной.

Карта режима минимальных нагрузок сети представлена на рисунке 2.

Аналогично режиму максимальных нагрузок, рассчитаем отклонение напряжения для каждого узла, результаты расчета сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Узловые напряжения сети при минимальных нагрузках

Название узла	$U_{\text{ном}}$, кВ	U , кВ	$ \delta $,%
Шагол	110	110	0
Заварухино	110	109,15	0,773
Заварухино	10	9,31	6,9
Есаулка	110	109,24	0,691
Есаулка	35	33,81	3,4
Есаулка	10	9,59	4,1
Долгая	35	33,81	3,4
Долгая	10	8,87	11,3
КС-1	35	33,88	3,2
Полевая	110	109,93	0,064
Полевая	10	10,11	1,1
Кременкуль	110	109,33	0,609
Кременкуль	10	10,05	0,5
Харлуши	110	109,06	0,855
Харлуши	10	9,58	4,2
Краснопольская	110	109,7	0,273
Краснопольская	10	10,3	3
Новоградская	110	109,7	0,273
Новоградская	10	10,21	2,1
Шершневская	110	109,43	0,518
Шершневская	10	10,28	2,8
Сосновская	110	109,12	0,8
Томино	110	109,21	0,718
Томино	10	10,03	0,3
Камыши	110	106,13	3,518
Камыши	10	9,73	2,7
Болото-1	110	103,07	6,3
Болото-2	110	103,18	6,2
Болото-7	110	103,25	6,136
Кыштым	110	103,29	6,1
Аргаяш	110	106,49	3,191
Аргаяш	35	30,17	13,8

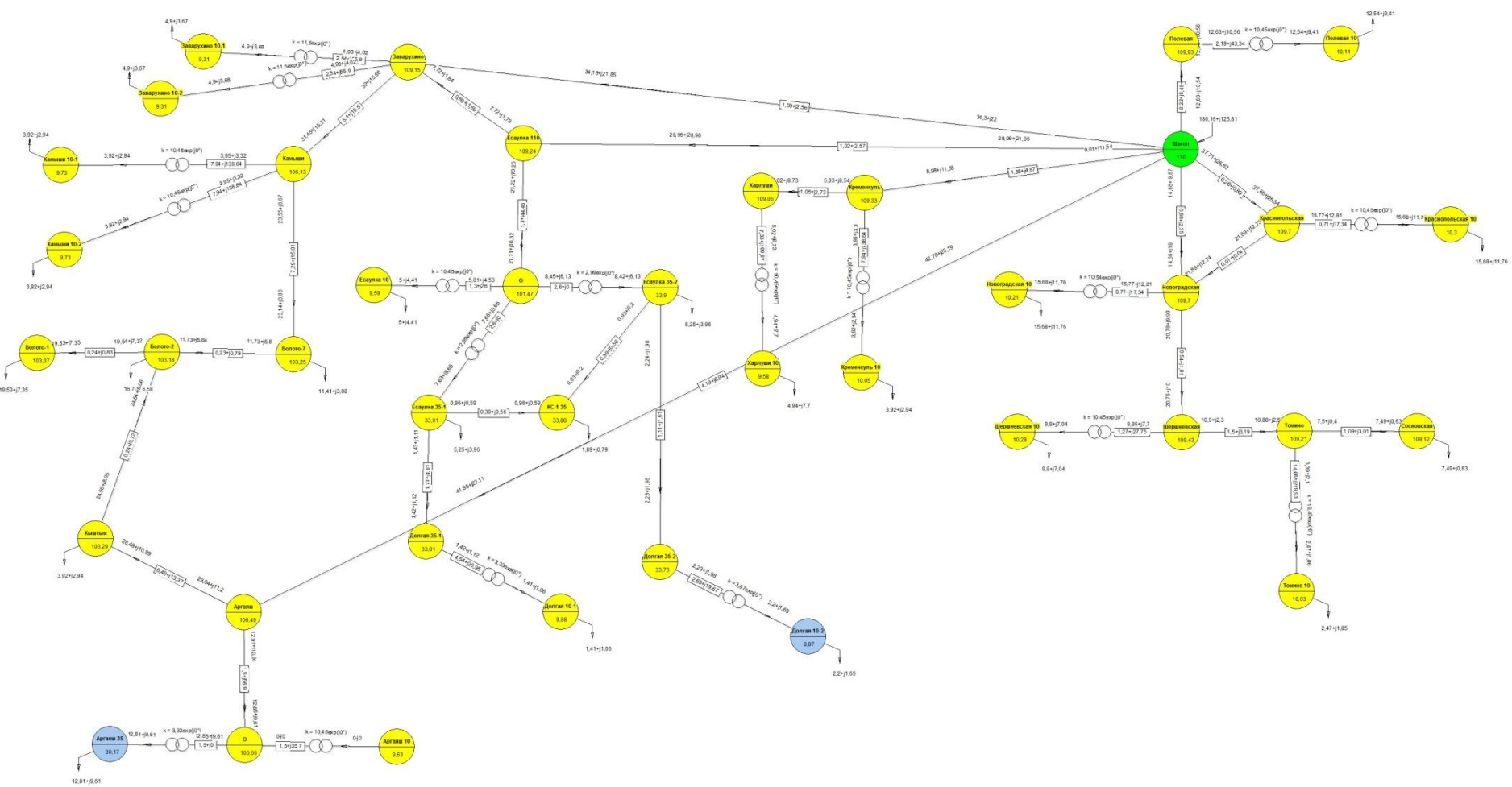


Рисунок 2 – Карта режимов минимальных нагрузок сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР

Вывод: Рекомендовано осуществить выбор отпаек на трансформаторе ТДТН-25000/110/35/10 подстанции Аргаяш 35 кВ, а также провести мероприятия по регулированию напряжения на подстанции Долгая 10 кВ.

2.3 Послеаварийный режим работы

Послеаварийный режим характеризуется как режим, в котором некоторые его параметры принимают предельные значения. Оценка послеаварийного режима необходима для поиска перегруженных сечений сети, при отключении любой из линии или любого трансформатора релейной защиты.

Послеаварийный режим рассчитывается с данными режима наибольших нагрузок с отрегулированным напряжением при отключении наиболее нагруженной линии кольцевой сети.

В таблице 10 отобразим токи, протекающие по линиям, при размыкании кольцевой сети.

Таблица 10 – Анализ загруженности линий при размыкании сети

	Отключаемая линия			
	Шагол – Заварухино	Шагол – Есаулка	Заварухино – Есаулка	Заварухино – Камыши
Шагол – Заварухино	–	594,96	347,15	144,53
Шагол – Есаулка	584,14	–	227,27	177,37
Заварухино – Есаулка	357,17	233,67	–	49,06
Заварухино – Камыши	260,83	270,42	279,72	–
Камыши – Болото-7	181,63	191,74	201,47	113,14
Болото-2 – Болото-7	84,47	95,25	105,88	218,88
Кыштым – Болото-2	240,97	228,83	216,91	597,58
Аргаяш – Кыштым	279,36	266,98	254,71	643,19
Шагол – Аргаяш	411,43	398,64	385,68	787,61

Продолжение таблицы 10

	Отключаемая линия			
	Шагол – Заварухино	Шагол – Есаулка	Заварухино – Есаулка	Заварухино – Камыши
Шагол – Новоградская	133,53	133,53	133,53	133,53
Шагол – Краснопольская	343,21	343,21	343,21	343,21
Краснопольская – Новоградская	190,77	190,77	190,77	190,77
<i>K</i> _{пер}	1,384	1,322	0,857	1,750
	Камыши – Болото-7	Болото-2 – Болото-7	Кыштым – Болото-2	Аргаяш – Кыштым
Шагол – Заварухино	193,08	246,39	489,34	531,2
Шагол – Есаулка	206,82	237,95	385,28	411,21
Заварухино – Есаулка	20,41	24,12	162,21	186,45
Заварухино – Камыши	78,98	167,06	554,93	621
Камыши – Болото-7	–	92,45	471,57	535,43
Болото-2 – Болото-7	107,58	–	363,02	423,11
Кыштым – Болото-2	460,71	337,76	–	202,91
Аргаяш – Кыштым	502,48	377,85	36,38	–
Шагол – Аргаяш	640,18	512,86	166,93	131,73
Шагол – Новоградская	133,53	133,53	133,53	133,53
Шагол – Краснопольская	343,21	343,21	343,21	343,21
Краснопольская – Новоградская	190,77	190,77	190,77	190,77
Кыштым – Болото-2	460,71	337,76	–	202,91
<i>K</i> _{пер}	1,423	1,140	1,233	1,380

Окончание таблицы 10

	Отключаемая линия			
	Шагол – Аргаяш	Шагол – Новоградская	Шагол – Краснопольская	Краснопольская – Новоградская
Шагол – Заварухино	633,26	318,62	318,62	318,62
Шагол – Есаулка	464,97	281,64	281,64	281,64
Заварухино – Есаулка	261,34	61,32	61,32	61,32
Заварухино – Камыши	806,68	282,27	282,27	282,27
Камыши – Болото-7	725,1	204,2	204,2	204,2
Болото-2 – Болото-7	615,39	108,6	108,6	108,6
Кыштым – Болото-2	249,21	213,75	213,75	213,75
Аргаяш – Кыштым	204,85	251,58	251,58	251,58
Шагол – Аргаяш	–	382,56	382,56	382,56
Шагол – Новоградская	122,1	–	428,11	325,99
Шагол – Краснопольская	313,82	477,82	–	152,99
Краснопольская – Новоградская	174,57	324,96	155,17	–
$K_{пер}$	1,793	0,850	0,850	0,850

Согласно данным таблицы 10, наиболее тяжелым режимом является отключение линии Шагол – Аргаяш, при этом коэффициент перегрузки составляет: $K_{пер} = 1,793$. Произведем расчет данного режима.

Карта послеаварийного режима работы представлена на рисунке 3.

Рассчитаем отклонение напряжения для каждого узла, воспользовавшись формулой (20), результаты расчета сведем в таблицу 11.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Лист	32
------	----

Рисунок 3 – Карта режимов в послеварийном режиме работы сети

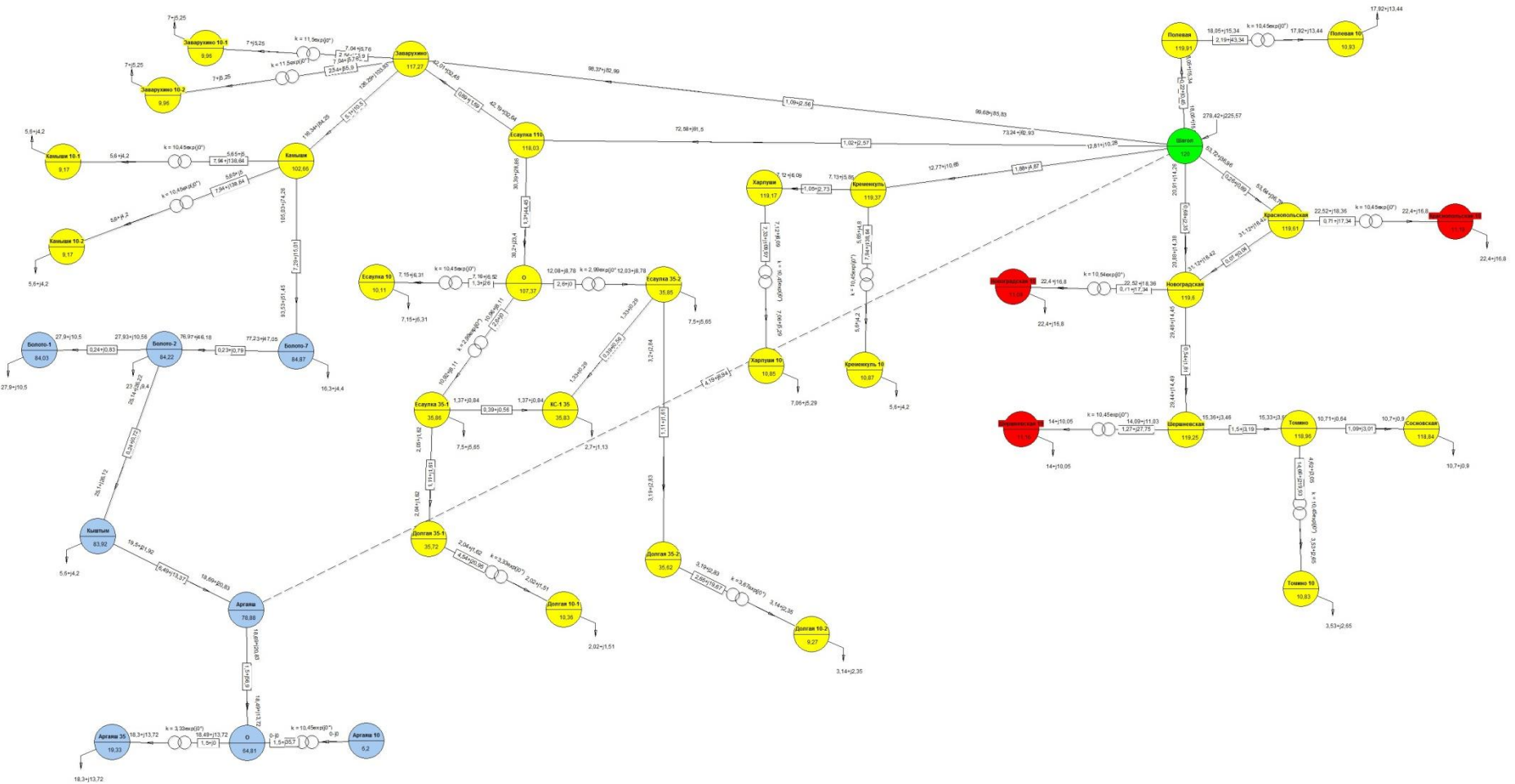


Таблица 11 – Узловые напряжения сети в послеаварийном режиме

Название узла	$U_{\text{ном}}$, кВ	U , кВ	$ \delta $, %
Шагол	110	120	9,091
Заварухино	110	117,27	6,609
Заварухино	10	9,96	0,4
Есаулка	110	118,03	7,3
Есаулка	35	35,85	2,429
Есаулка	10	10,11	1,1
Долгая	35	35,62	1,771
Долгая	10	10,36	3,6
КС-1	35	35,83	2,371
Полевая	110	119,91	9,009
Полевая	10	10,93	9,3
Кременкуль	110	119,37	8,518
Кременкуль	10	10,87	8,7
Харлуши	110	119,17	8,336
Харлуши	10	10,85	8,5
Краснопольская	110	119,61	8,736
Краснопольская	10	11,19	11,9
Новоградская	110	119,6	8,727
Новоградская	10	11,09	10,9
Шершневская	110	119,25	8,409
Шершневская	10	11,16	11,6
Сосновская	110	118,84	8,036
Томино	110	118,96	8,145
Томино	10	10,83	8,3
Камыши	110	102,66	6,673
Камыши	10	9,147	8,3
Болото-1	110	84,03	23,609
Болото-2	110	84,22	23,436
Болото-7	110	84,87	22,845
Кыштым	110	83,92	23,709
Аргаяш	110	78,88	28,291
Аргаяш	35	19,33	44,771

Вывод: отклонение напряжения на подстанциях Болото-1, Болото-2, Болото-7, Кыштым и Аргаяш – 110 кВ, Аргаяш 35 кВ, Краснопольская, Новоградская и Шершневская – 10 кВ превышает 10% от номинального, что противоречит нормативным требованиям. В связи с этим, рекомендовано осуществить выбор отпаек на трансформаторах ТДТН-20000/110/35/6 подстанции Кыштым и ТДТН-25000/110/35/10 подстанции Аргаяш, а также провести

мероприятия по регулированию напряжения на подстанциях Краснопольская, Новоградская и Шершневецкая – 10 кВ.

Выполним анализ загруженности линий электропередач в послеаварийном режиме работы. Данные сведем в таблицу 12.

Таблица 12 – Анализ загруженности линий в послеаварийном режиме

Название ветви	Исполнение	$I_{пред}, А$	$I, А$	$K_{пер}$
Шагол – Заварухино	АС-150/24+185/29	450	633,26	1,41
Шагол – Полевая	АС-185/29+95/16	330	113,99	0,35
Шагол – Кременкуль	АС-185/29	510	79,72	0,16
Заварухино – Камыши	АС-150/24	450	806,68	1,79
Камыши – Болото-7	АС-150/24	450	725,1	1,61
Кременкуль – Харлуши	АС-185/29	510	44,99	0,09
Шагол – Новоградская	АС-240/32	610	122,1	0,20
Шагол – Краснопольская	АС-240/32	610	313,82	0,51
Краснопольская – Новоградская	АС-240/32	610	174,57	0,29
Новоградская – Шершневецкая	АС-240/32+ +АС-185/29	510	158,7	0,31
Шершневецкая – Томино	М-95+АС-150/24	422	76,37	0,18
Сосновская – Томино	АС-240/32+185/29	510	52,17	0,10
Шагол – Есаулка	АС-185/29+М-95	422	464,97	1,10
Заварухино – Есаулка	АС-150/24+ +АС-95/16	330	261,34	0,79
Есаулка – Долгая	АС-95/16	330	69,01	0,21
Есаулка – КС-1	АС-95/16	330	21,93	0,07
Аргаяш – Кыштым	АС-150/24	450	203,39	0,45

Продолжение таблицы 12

Название ветви	Исполнение	$I_{пред}, A$	I, A	$K_{пер}$
Кыштым – Болото-2	АС-240/32+М-95	422	249,21	0,59
Болото-1 – Болото-2	АС-240/32	610	204,82	0,34
Болото-2 – Болото-7	АС-240/32	610	615,39	1,01

Вывод: рекомендовано провести замену перегруженных линий Шагол–Заварухино, Заварухино – Камыши, Камыши – Болото-7, Шагол – Есаулка, Болото-2 – Болото-7, а также заменить сечение у линий Заварухино – Есаулка, Кыштым – Болото-2. При этом необходимо произвести механический расчет опор на выбранных к замене линиях.

Другим вариантом является ввод новой цепи Шагол – Аргаяш. Так при отключении одной цепи, обеспечение питания подстанции Аргаяш будет осуществляться от другой цепи, от подстанции Шагол.

2.4 Выбор сечений проводов линий электропередач требующих замену

Выбор сечения проводов производится по нормированным обобщённым показателям – экономической плотности тока и коэффициенту перегрузки.

Из пункта 2.1 следует рекомендация по замене сечений у линий Шагол – Заварухино, Шагол – Есаулка, Шагол – Аргаяш и Кыштым – Болото-2. Марку проводов оставим неизменной, заменим сечения данных проводов.

Рассмотрим линию Шагол–Заварухино. Замену проведем, используя выражения (21-22). Предположим, что необходимое сечение провода 240 мм^2 , тогда:

$$j_p = \frac{381,62}{240} = 1,59 \frac{A}{\text{мм}^2}.$$

Плотность тока не превышает нормативные параметры, значит, выбираем АС-240/39.

Аналогично поступим во всех остальных случаях. Полученные результаты сведем в таблицу 13.

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Таблица 13 – Замена сечений линий в режиме максимальных нагрузок

Название ветви	Исполнение	$I_{пред}, А$	$I, А$	$j, \frac{А}{мм^2}$	$K_{пер}$
Шагол – Заварухино	АС-240/39	610	381,62	1,59	0,626
Шагол – Есаулка	АС-150/24	450	281,64	1,878	0,626
Шагол – Аргаяш	АС-240/39	610	382,56	1,594	0,627
Кыштым – Болото-2	АС-150/24	450	213,8	1,425	0,475

Из пункта 2.3 даны рекомендации по замене перегруженных линий Шагол – Заварухино, Заварухино – Камыши, Камыши – Болото-7, Шагол – Есаулка, Болото-2 – Болото-7, а также заменить сечение у линий Заварухино – Есаулка, Кыштым – Болото-2. Таким же образом произведем выбор сечений для данного случая, результаты представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Замена линий в послеаварийном режиме

Название ветви	Исполнение	$I_{пред}, А$	$I, А$	$K_{пер}$
Замена линии				
Шагол – Заварухино	АС-330/27	730	633,26	0,867
Заварухино – Камыши	АС-400/18	830	806,68	0,972
Камыши – Болото-7	АС-400/18	830	725,1185	0,874
Шагол – Есаулка	АС-240/32	610	464,97	0,762
Болото-2 – Болото-7	АС-330/27	730	615,39	0,843
Замена сечения линии				
Заварухино – Есаулка	АС-150/24	450	261,34	0,581

Оценив географическое расстояние двух рассматриваемых вариантов, можно сделать вывод о том, что введение дополнительной цепи линии Шагол – Аргаяш, протяженностью 42,7 км, более выгодно, чем замена перегруженных линий, общей протяженностью 84,69 км. Но в этом случае, необходимо произвести технико-экономический расчет.

3 РЕКОНСТРАКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ ЕСАУЛКА 110/35/10

Подстанция Есаулка напряжением 110/35/10 кВ предназначена для электроснабжения сельскохозяйственных коммунально-бытовых, находящихся в районе действия воздушных линий 110, 35 и 10 кВ от данной подстанции.

Подстанция является ответвительной, т.е. присоединяется глухой (без коммутационных аппаратов) отпайкой к двум проходящим линиям: Заварухино – Болото-7 и Шагол – Аргаяш.

Реконструкция подстанции Есаулка необходима в связи с моральным и физическим устареванием оборудования.

3.1 Выбор главной схемы подстанций

Выбор главной схемы подстанций зависит от назначения, роли и местоположения объекта в системе. Выбранная схема должна обеспечить требуемую степень надежности питания потребителей, транзита мощности, возможность расширения, возможность производства ремонтных работ, быть простой, наглядной и экономически выгодной.

Примем в качестве главной схемы схему №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [5]. Перемычка, состоящая из двух разъединителей, используется для большей гибкости. Выбор обосновывается тем, что данная схема проста, наглядна, экономична. Выбранная схема представлена на рисунке 4.

Для РУ СН примем схему «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» №35-5Н. Здесь, ремонтная перемычка не нужна. Принцип, по которому построена схема, представлен на рисунке 5.

Для НН примем схему «Одна рабочая секционированная выключателями, систему шин» №10(6)-1 соответственно, Принцип, по которому построена схема, представлен на рисунке 6.

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

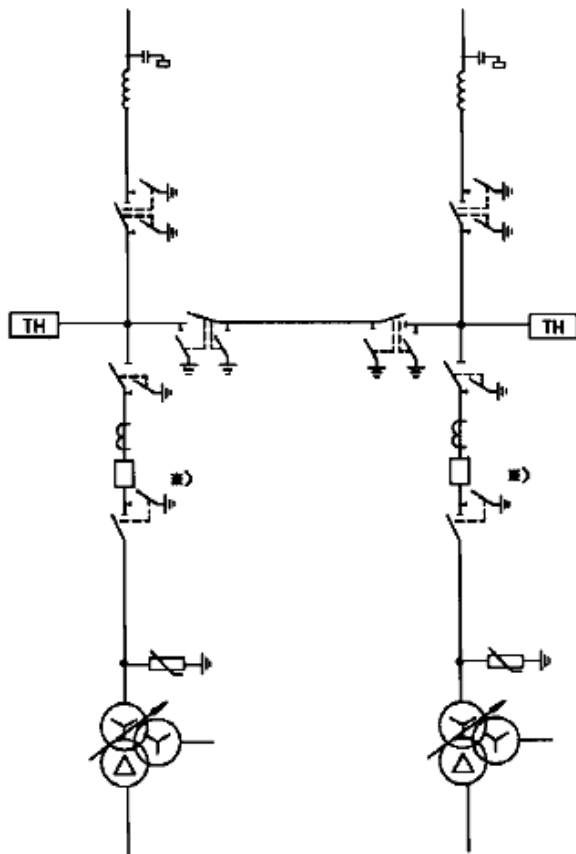


Рисунок 4 – Схема РУ ВН

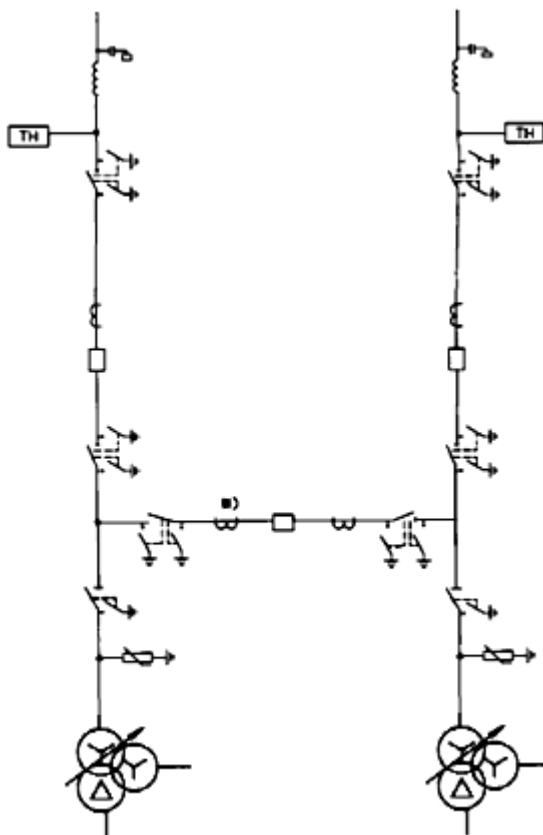


Рисунок 5 – Схема РУ СН

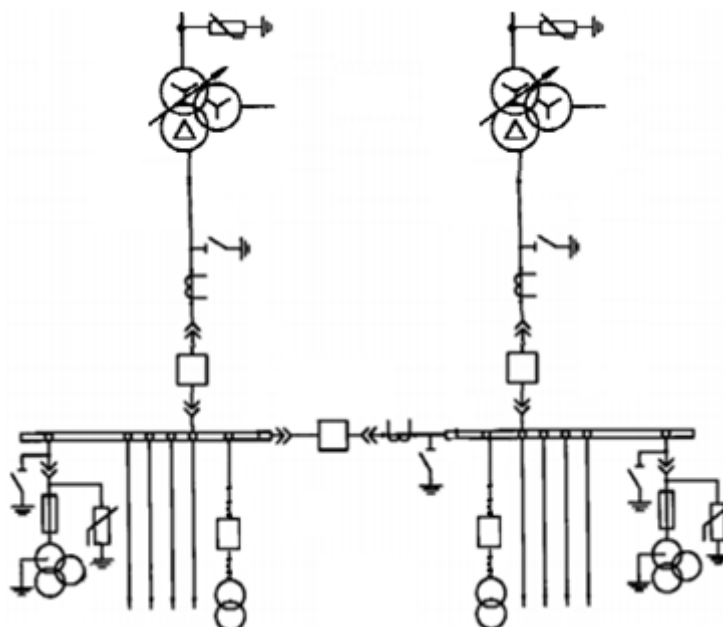


Рисунок 6 – Схема РУ НН

3.2 Выбор силовых трансформаторов

В пункте 1.5 выбрали к установке трансформатор типа ТДТН-16000/110/35/10, оптимально рассчитанный на момент ввода и перспективу.

3.3 Расчет токов в нормальном и утяжеленном режимах

Расчет токов в нормальном и утяжеленном режимах выполняется с целью последующего выбора аппаратуры для реконструируемой установки. Расчетные величины сопоставляют с соответствующими номинальными параметрами аппаратов, выбираемых по каталогам и справочниками.

В нормальном режиме работы функционируют все элементы данной электроустановки. В утяжеленном режиме, примем условие, что один трансформатор отключен.

3.3.1 Ток на стороне ВН трансформатора

Ток в нормальном режиме:

$$I_{\text{норм ВН}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} ; \quad (23)$$

$$I_{\text{норм ВН}} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 110} = 83,978 \text{ А.}$$

Ток в утяжеленном режиме:

$$I_{\text{утяж ВН}} = 2 \cdot I_{\text{норм ВН}}; \quad (24)$$

$$I_{\text{утяж ВН}} = 2 \cdot 83,978 = 167,956 \text{ А.}$$

3.3.2 Ток на стороне СН трансформатора

Ток в нормальном режиме:

$$I_{\text{норм СН}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СН}}}; \quad (25)$$

$$I_{\text{норм СН}} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 35} = 263,932 \text{ А.}$$

Ток в утяжеленном режиме:

$$I_{\text{утяж СН}} = 2 \cdot I_{\text{норм СН}}; \quad (26)$$

$$I_{\text{утяж СН}} = 2 \cdot 263,932 = 527,864 \text{ А.}$$

3.3.3 Ток на стороне НН трансформатора

Ток в нормальном режиме:

$$I_{\text{норм НН}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}; \quad (27)$$

$$I_{\text{норм НН}} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 10} = 923,76 \text{ А.}$$

Ток в утяжеленном режиме:

$$I_{\text{утяж НН}} = 2 \cdot I_{\text{норм НН}}; \quad (28)$$

$$I_{\text{утяж НН}} = 2 \cdot 923,76 = 1847,52 \text{ А.}$$

3.4 Расчет токов короткого замыкания

Короткие замыкания являются одной из основных причин нарушения нормального режима работы электроустановок и энергосистем в целом. Расчет токов короткого замыкания необходим для проверки выбранной отключающей

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

аппаратуры не только по электродинамической и термической устойчивости, но и по отключающей способности.

При проектировании и эксплуатации электроустановок обычно используют приближенные методы расчета токов короткого замыкания, основанные на допущениях, которые упрощают расчеты и приводят к определению токов короткого замыкания с запасом в 5...10 %. Такая погрешность допустима для инженерных расчетов. Примем ряд общепринятых допущений [6]:

1. При расчете действующего значения периодической составляющей тока короткого замыкания в установках напряжением свыше 1000 В, не учитываются активные сопротивления элементов электрической системы, если результирующее эквивалентное активное сопротивление относительно точки короткого замыкания не превышает 30% результирующего эквивалентного индуктивного сопротивления этой же цепи.

2. Не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными все индуктивные сопротивления сети.

3. Пренебрежем намагничивающими токами силовых трансформаторов.

4. Не учитываются поперечные емкости воздушных линий напряжением до 35 кВ, воздушных линий напряжением 110 – 220 кВ при длине их не более 200 км.

5. Не учитываются токи нагрузки.

6. Примем, что трехфазная система является симметричной.

7. Примем, что в течение всего процесса короткого замыкания ЭДС всех источников системы совпадают по фазе.

Предварительно необходимо составить расчетную схему и наметить точки коротких замыканий. На рисунке 7 представлена расчетная схема.

На схеме замещения, представленной на рисунке 8, отмечены три точки короткого замыкания К1, К2 и К3, соответствующие высокой, средней и низкой стороне соответственно. Схема замещения соответствует одному блоку с выключателем. Достаточно рассмотреть короткое замыкание только в одном блоке. Расчет второго блока проводится аналогично.

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	<i>Лист</i>
						37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Для нахождения тока короткого замыкания необходимо учесть реактивное сопротивление трансформаторов на стороне высокого и низкого напряжения.

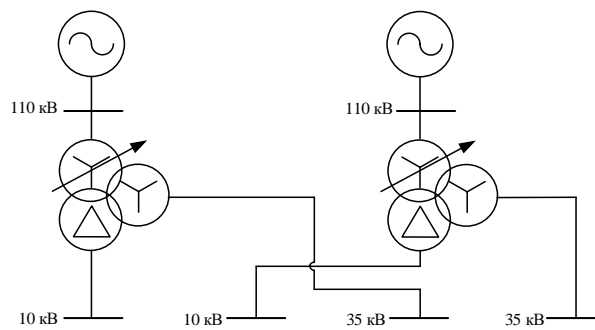


Рисунок 7 – Расчетная схема

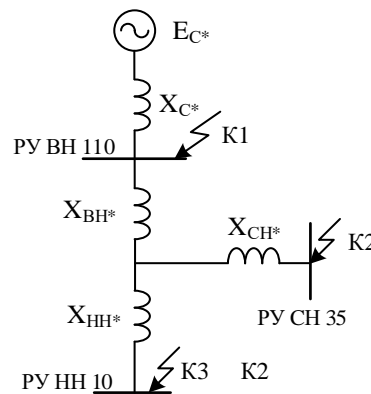


Рисунок 8 – Схема замещения подстанции

Определим параметры элементов схемы замещения. Расчет производится в системе относительных единиц, что позволяет несколько упростить расчетные формулы.

Примем ЭДС системы $E_{C^*} = 1$ о. е., номинальную мощность трехфазного короткого замыкания на шинах эквивалентной системы $S_c^{(3)} = 1622$ МВА и базисную мощность $S_б = 1000$ МВА.

Реактанс системы

$$x_{c^*} = \frac{x_c}{x_б} = \frac{E_{c^*}^2 \cdot S_б}{S_{c^*} \cdot U_б^2} = \frac{S_б}{S_c^{(3)}}; \quad (29)$$

Получаем $x_{c^*} = 0,617$ о. е.

Для нахождения тока короткого замыкания необходимо учесть реактивное сопротивление трансформаторов на стороне высокого и низкого напряжения.

Трехобмоточный трансформатор имеет реактивное сопротивление, которое рассчитывается, по следующим формулам:

$$x_{ВН*} = \frac{U_{кВ-Н}\% + U_{кВ-С}\% - U_{кС-Н}\%}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}}; \quad (30)$$

$$x_{СН*} = \frac{U_{кС-Н}\% + U_{кВ-С}\% - U_{кВ-Н}\%}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}}; \quad (31)$$

$$x_{НН*} = \frac{U_{кС-Н}\% + U_{кВ-Н}\% - U_{кВ-С}\%}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}}, \quad (32)$$

где $U_{кВ-Н}\%$, $U_{кВ-С}\%$ и $U_{кС-Н}\%$ – напряжения короткого замыкания между выводами соответствующих обмоток;

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

В результате расчетов, получаем:

$$x_{ВН*} = 6,719 \text{ о. е.};$$

$$x_{СН*} = -0,1564 \text{ о. е.};$$

$$x_{НН*} = 3,906 \text{ о. е.}$$

3.4.1 Трехфазное короткое замыкание на стороне ВН

Рассмотрим схему замещения подстанции, представленную на рисунке 9.

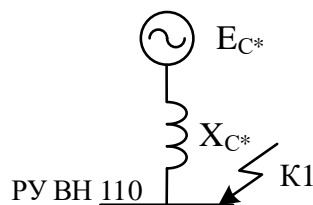


Рисунок 9 – Схема замещения для расчета K1

Ток короткого замыкания в относительных единицах определяется по формуле:

$$I_{1*} = \frac{E_{C*}}{X_{C*}}; \quad (33)$$

$$I_{1*} = \frac{1}{0,617} = 1,621 \text{ о. е.}$$

Среднее номинальное напряжение короткого замыкания для напряжения 110 кВ составляет $U_{\text{ср.ном.кз ВН}} = 115$ кВ.

Ток трёхфазного короткого замыкания в именованных единицах определяется по формуле:

$$I_1^{(3)} = I_{1*} \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном.кз}}}; \quad (34)$$

$$I_1^{(3)} = 1,621 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 8,138 \text{ кА}.$$

Примем условие: «Система, связанная с шинами, где рассматривается короткое замыкание, воздушными ЛЭП напряжением 110-150 кВ», тогда:

- 1) периодическая составляющая времени: $T_{a1} = 0,02$ с;
- 2) ударный коэффициент: $K_{y1} = 1,608$.

Тогда ударный ток короткого замыкания на стороне ВН:

$$i_{\text{уд1}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_{y1} \cdot I_1^{(3)}; \quad (35)$$

$$i_{\text{уд1}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 8,138 = 18,51 \text{ кА}.$$

3.4.2 Трёхфазное короткое замыкание на стороне СН

Для нахождения тока короткого замыкания в точке 2, необходимо учесть реактивное сопротивление трансформаторов на стороне высокого и среднего напряжения. Схема замещения представлена на рисунке 10.

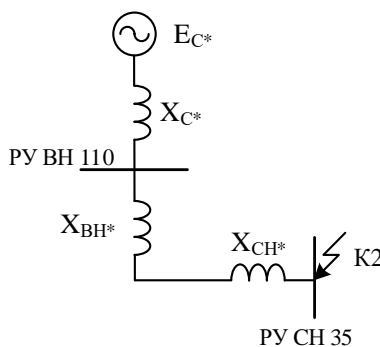


Рисунок 10 – Схема замещения для расчета К2

Путем преобразований приводим схему замещения к простейшему виду. Так как обмотки ВН и СН $x_{ВН*}$ и $x_{СН*}$ последовательны друг другу и подключены к одной системе сборных шин.

Полное реактивное сопротивление от источника ЭДС до точки короткого замыкания будет определяться по формуле:

$$x_{0*} = x_{с*} + x_{ВН*} + x_{СН*} = 0,617 + 6,719 - 0,156 = 7,18 \text{ о. е.} \quad (36)$$

Согласно выражению (33), ток короткого замыкания на СН

$$I_{2*} = 0,139 \text{ о. е.}$$

Среднее номинальное напряжение короткого замыкания для напряжения 35 кВ составляет $U_{\text{ср.ном.КЗ СН}} = 37 \text{ кВ}$.

Ток трёхфазного короткого замыкания по формуле (34) равен:

$$I_2^{(3)} = 2,169 \text{ кА.}$$

Примем условие: «Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается КЗ, воздушными ЛЭП напряжением 35 кВ», тогда:

- 1) периодическая составляющая времени: $T_{a2} = 0,02 \text{ с}$;
- 2) ударный коэффициент: $K_{y2} = 1,608$.

Согласно выражению (35) ударный ток короткого замыкания на стороне СН:

$$i_{\text{уд2}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 2,169 = 4,932 \text{ кА.}$$

3.4.3 Трёхфазное короткое замыкание на стороне НН

Для нахождения тока короткого замыкания в точке 3, необходимо учесть реактивное сопротивление трансформаторов на стороне высокого и низкого напряжения.

Путем преобразований приводим схему замещения к простейшему виду, представленную на рисунке 11.

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

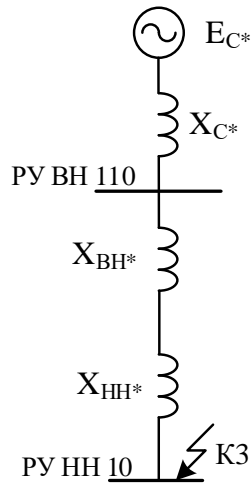


Рисунок 11 – Схема замещения для расчета КЗ

Полное реактивное сопротивление от источника ЭДС до точки короткого замыкания будет определяться по формуле:

$$x_{0*} = x_{c*} + x_{вн*} + x_{нн*} = 0,617 + 6,719 + 3,906 = 11,242 \text{ о. е.} \quad (37)$$

Согласно формуле (33), ток короткого замыкания на НН:

$$I_{3*} = 0,089 \text{ о. е.}$$

Среднее номинальное напряжение короткого замыкания для напряжения 35 кВ составляет $U_{\text{ср.ном.КЗ СН}} = 10,5 \text{ кВ}$.

Ток трёхфазного короткого замыкания по формуле (34) равен:

$$I_3^{(3)} = 4,894 \text{ кА.}$$

Примем условие: «Система, связанная со сборными шинами 6-10 кВ через трансформатор единичной мощностью 5,6-32 МВА», тогда:

- 3) периодическая составляющая времени: $T_{\text{аз}} = 0,02 \text{ с}$;
- 4) ударный коэффициент: $K_{\text{уз}} = 1,6$.

Согласно выражению (35) ударный ток короткого замыкания на стороне НН:

$$i_{\text{удЗ}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 4,894 = 11,07 \text{ кА.}$$

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.5 Выбор коммутационных аппаратов, изоляторов, средств контроля и измерений, ОПН на стороне ВН РУ

3.5.1 Выбор выключателей

Выключатели – это коммутационные аппараты, предназначенные для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока.

Выключатели выбирают:

а. по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (38)$$

где $U_{уст}$ – номинальное напряжение установки, кВ;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение выключателя, кВ.

б. по номинальному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном}, \quad (39)$$

где $I_{норм}$ – расчетный ток установки, кА;

$I_{ном}$ – номинальный ток выключателя, кА.

в. по отключающей способности:

$$\sqrt{2} \cdot I_{п.т} + i_{а.т} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{ном}}{100}\right), \quad (40)$$

где $I_{п.т}$ – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания, кА;

$i_{а.т}$ – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы, кА;

$I_{откл.ном}$ – номинальный ток отключения, кА;

$\beta_{ном}$ – допустимое относительное содержание аperiodической составляющей в токе отключения, %.

г. электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{пр.СКВ}, \quad (41)$$

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где i_y – ударный ток короткого замыкания, кА.

$i_{пр.скв}$ – предельно сквозной ток короткого замыкания, кА;

д. по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (42)$$

где B_k – тепловой импульс, $кА^2 \cdot с$;

$I_{тер}$ – предельный ток термической стойкости, кА;

$t_{тер}$ – времяпротекания тока термической стойкости, с.

На стороне ВН к установке принимаем элегазовый выключатель, так как масляные выключатели морально устарели, воздушные нецелесообразно ставить, поскольку они имеют большие габариты, а вакуумные подходят только для низкого напряжения.

Тогда, установим баковый элегазовый выключатель ВГТ-110П*-40/25000, его основные технические характеристики:

Собственное время отключения: $t_{с.в} = 0,062$ с;

Полное время отключения: $t_b = 0,055$ с;

Номинальный ток: $I_{ном} = 2500$ А;

Номинальный ток отключения: $I_{откл.ном} = 40$ кА;

Допустимое относительное содержание апериодической составляющей в токе отключения: $\beta_{ном} = 40\%$;

Номинальный ток термической стойкости: $I_{тер} = 40$ кА;

Время протекания тока термической стойкости: $t_{тер} = 3$ с;

Пик сквозного тока короткого замыкания: $i_{пр.скв} = 102$ кА.

Расчетное время отключения выключателя – момент от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов выключателя, определяется по выражению

$$\tau = t_{рз.мин} + t_{с.в} = 0,01 + 0,062 = 0,072 \text{ с}, \quad (43)$$

где $t_{рз.мин}$ – минимальное время действия релейной защиты, равное 0,01 с.

						Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8,138 \cdot e^{-\frac{0,072}{0,02}} = 0,314 \text{ кА}, \quad (44)$$

где $I_{\text{по}}$ – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в цепи выключателя, определяется по выражению (34).

Время отключения:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рза}} + t_{\text{в}} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с}, \quad (45)$$

где $t_{\text{рза}}$ – время действия основной защиты трансформатора, равное 0,1 с;

$t_{\text{в}}$ – полное время отключения, с.

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 8,138^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 11,59 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (46)$$

Сравнение расчетных и каталожных данных выбранного выключателя представлено в таблице 15.

Таблица 15 – Расчетные и каталожные данные выключателя

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{утяж.вн}} = 167,956 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$i_{a,\tau} = 0,314 \text{ кА}$	$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \frac{\beta_{\text{ном}}}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{40}{100} = 22,63 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{п.т}} + i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,138 + 0,314 = 11,82 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{ном}}}{100}\right) = 79,19 \text{ кА}$
$i_{\text{y}} = 13,09 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 11,59 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Из таблицы видно, что выбранный выключатель удовлетворяют выражениям (38-42), а значит и условиям выбора.

3.5.2 Выбор разъединителей

Разъединители служат для создания видимого разрыва, отделяющего выведенное из работы оборудование от токопроводящих частей, находящихся под напряжением. Это необходимо, например, при выводе оборудования в ремонт в целях безопасного производства работ.

На РУ ВН к установке принимаем трехполюсный разъединитель подвесного исполнения двухлучевой изоляции РПД-УЭТМ-110/1250 наружной установки, его основные технические характеристики:

Собственное время отключения: $t_{с.в} = 0,062$ с;

Полное время отключения: $t_{в} = 0,055$ с;

Номинальный ток: $I_{ном} = 1250$ А;

Номинальный ток термической стойкости: $I_{тер} = 40$ кА;

Время протекания тока термической стойкости: $t_{тер} = 3$ с;

Пик сквозного тока короткого замыкания: $i_{пр.скв} = 102$ кА.

Условия выбора разъединителей аналогичны условиям выбора выключателей, выражения (38-42), но разъединители не проверяются по отключающей способности. Примем данный разъединитель для всех присоединений высокой стороны. Сравнение расчетных и каталожных данных выбранного разъединителя представлено в таблице 16.

Таблица 16 – Расчетные и каталожные данные разъединителя РПД-110/1250

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{утяж.вн} = 167,956$ А	$I_{ном} = 1250$ А
$i_y = 13,09$ кА	$i_{пр.скв} = 102$ кА
$B_k = 11,51$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 1875$ кА ² · с

Из таблицы видно, что выбранный разъединитель удовлетворяют условиям выбора.

3.5.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для питания, обработки и передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты.

Выбор производим:

а. по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (47)$$

б. по номинальному току:

$$I_{ном} \leq I_{1ном}; \quad (48)$$

где $I_{ном}$ – расчетный ток установки, кВ;

$I_{1ном}$ – номинальный первичный ток, кВ;

причем, номинальный ток должен быть как можно ближе к расчетному току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

в. конструкции и классу точности;

г. электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{дин}; \quad (49)$$

где $i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости, кВ;

д. по термической стойкости:

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

На стороне ВН выберем газонаполненный трансформатор тока рымовидной конструкцией блока вторичных обмоток ТРГ-УЭТМ-110 с изоляцией из смеси элегаза (SF_6) и азота (N_2) в цепи силового трансформатора, его основные технические данные:

Номинальный первичный ток: $I_{ном1} = 85 \text{ A}$;

Номинальный вторичный ток: $I_{ном2} = 5 \text{ A}$;

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Количество вторичных обмоток: 2;

Номинальный ток термической стойкости (односекундный): $I_{тер} = 40 \text{ кА}$;

Ток электродинамической стойкости: $i_{дин} = 102 \text{ кА}$.

Сравнительная таблица расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока представлена ниже.

Таблица 17 – Сравнение расчетных и каталожных данных трансформатора тока ТРГ-УЭТМ-110

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{утяж.вн} = 167,956 \text{ А}$	$I_{1ном} = 85 \text{ А}$
$i_y = 13,09 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 11,51 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный трансформатор тока проходит по всем необходимым электрическим показателям, выражений (47-50).

Класс точности трансформатора тока зависит от их назначения. Так, одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов, остальные обмотки предназначены для релейной защиты.

Контроль за режимом работы основного электрооборудования осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов. Перечень необходимых приборов для линии 110 кВ: амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор, используемый для определения места КЗ, расчетные счетчик активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях.

Схема включения приборов показана на рисунке 12.

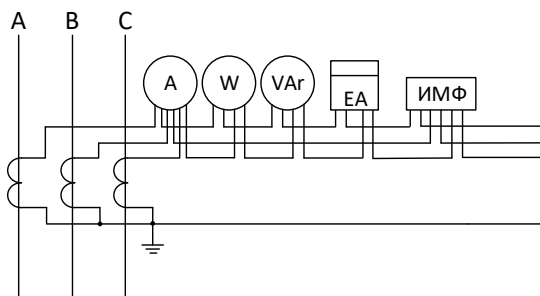


Рисунок 12 – Схема включения приборов на стороне ВН

Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке. Воспользуемся схемой включения и каталожными данными приборов, определим нагрузку для наиболее загруженной фазы трансформатора тока. Результаты, сведем в таблицу 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка загруженного ТТ на стороне ВН

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-304	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	ЕА	2,0	-	2,0
Фиксирующий прибор для определения места КЗ	ИМФ-3Р	0,5	0,5	0,5
Итого:		4	1,0	4

Из таблицы видно, что наиболее трансформатор наиболее загружен на фазах А и С. Тогда общее сопротивление приборов $r_{\text{приб}}$:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом}, \quad (51)$$

где $S_{\text{приб}}$ – суммарная мощность приборов, подключенных к ТТ, ВА;

I_2 – номинальный вторичный ток, А.

Сопротивления проводов $r_{\text{пров}}$:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,94 \text{ Ом}; \quad (52)$$

где $z_{2\text{ном}}$ – номинальное сопротивление трансформатора тока в классе точности 0,5, равно 1,2 Ом;

$r_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов равно 0,1 Ом, т.к. число приборов больше 3.

В качестве соединительных проводов примем многожильные контрольные кабели с медными жилами и сечением не менее $2,5 \text{ мм}^2$ (по условию механической прочности). Приблизительная длина кабеля для РУ 110 кВ принимается равной 80 м, тогда сечение q :

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot 80}{0,94} = 1,49 \text{ мм}^2, \quad (53)$$

где ρ – удельное сопротивление провода с медными жилами, равное $0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$;

$l_{\text{расч}}$ – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока, м.

Принимаем к установке трехжильный медный голый кабель с изоляцией и наружной оболочкой из поливинилхлорида (ПВХ) марки ВВГ с сечением жил $2,5 \text{ мм}^2$ [1].

3.5.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для питания катушек напряжения измерительных приборов и для контроля изоляции в сетях с малыми токами замыкания на землю. Устанавливается на каждую секцию сборных шин. К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции и сборных шин.

Выбор производим:

е. по номинальному напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (54)$$

ж. по конструкции и схеме соединения обмоток;

з. по классу точности;

и. по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}}, \quad (55)$$

где $S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности, ВА;

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

На стороне ВН выберем три однофазных заземленных трансформатора напряжения с газовой изоляцией типа ЗНОГ-110-79. Трансформаторы имеют две

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

вторичных обмотки: основную на $\frac{100}{\sqrt{3}}$ В и дополнительную на 100 В. Для класса точности 0,5 трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи 400 ВА, а для класса точности 1 – мощность 600 ВА.

Перечень контрольно-измерительных приборов необходимых для сборных шин 110 кВ: регистрирующий вольтметр, вольтметр с пофазным переключением для измерения трех фазных напряжений.

Таблица 19 характеризует приборы, подключенных к трансформатору напряжения, их количество и мощности.

Таблица 19 – Приборы, подключенные к ТН и их мощность

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Потребляемая мощность S, ВА
Сборные шины					
Вольтметр	Э-335	0,5	1	1	0,5
Вольтметр с пофазным переключением	Н-393	10	1	1	10
Линия 110 кВ					
Ваттметр	Д-335	0,5	2	3	1,5
Варметр	Д-335	0,5	2	3	1,5
Счетчик активной и реактивной энергии	ЕА	2	2	3	6
Фиксирующий прибор	ИМФ-3Р	1,5	1	3	4,5

Нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, или иначе говоря, их суммарная мощность равна:

$$S_{2\Sigma} = \Sigma S_{\text{приб}} = 24 \text{ ВА.}$$

Условие выражения (55) выполняется: $24 \leq 400 \text{ ВА}$, следовательно, выбранный трансформатор напряжения сможет обеспечить класс точности 0,5.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем трехжильный медный голый кабель с изоляцией и наружной оболочкой из ПВХ

марки ВВГ с сечением жил 2,5 мм² [1].

3.5.5 Выбор ОПН

Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) – аппарат, предназначенный для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений [8].

На сторону ВН, для ОРУ 110 кВ, примем ограничитель перенапряжения нелинейный с полимерной внешней изоляцией вида ОПН–П1–110/73/10/2УХЛ1.

3.5.6 Выбор изоляторов

Гибкие шины в распределительных устройствах крепятся на подвесных изоляторах, которые выбираются:

На стороне ВН РУ выбираем линейные подвесные стержневые полимерные изоляторы ЛК-70/110-450-III с защитной оболочкой из кремнийорганической резины, основные технические данные:

Номинальное напряжение: $U_{\text{ном}} = 110$ кВ;

Механическая разрушающая сила: $F_{\text{разр}} = 70$ кН.

3.6 Распределительное устройство СН

3.6.1 Выбор выключателя

На стороне СН к установке принимаем баковый элегазовый выключатель ВГТ-35Ш*-50/2500, его основные технические характеристики:

Номинальный ток: $I_{\text{ном}} = 3150$ А;

Номинальный ток отключения: $I_{\text{откл.ном}} = 50$ кА;

Допустимое относительное содержание аperiodической составляющей в токе отключения: $\beta_{\text{ном}} = 40\%$;

Номинальный ток термической стойкости: $I_{\text{тер}} = 50$ кА;

Время протекания тока термической стойкости: $t_{\text{тер}} = 3$ с;

Пик сквозного тока короткого замыкания: $i_{\text{пр.скв}} = 127,5$ кА.

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,169 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,03}} = 0,084 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 2,169^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 8,233 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

Сравнительная таблица расчетных и каталожных данных выбранного выключателя представлена ниже.

Таблица 20 – Сравнение расчетных и каталожных данных выключателя

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{утяж.сн}} = 527,864 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$i_{a\tau} = 0,084 \text{ кА}$	$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \frac{\beta_{\text{ном}}}{100} = \sqrt{2} \cdot 50 \cdot \frac{40}{100} = 28,28 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{п.т}} + i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,169 + 0,084 = 3,151 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{ном}}}{100}\right) = 79,19 \text{ кА}$
$i_y = 4,932 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 98,99 \text{ кА}$
$B_k = 8,233 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Из таблицы видно, что выбранный выключатель удовлетворяет выражениям (38-42), а значит и условиям выбора.

3.6.2 Выбор разъединителей

На РУ СН к установке принимаем трехполюсный разъединитель горизонтально-поворотного типа с полимерной изоляцией РГП СЭЩ-35/630 наружной установки, его основные технические характеристики:

Номинальный ток: $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$;

Номинальный ток термической стойкости: $I_{\text{тер}} = 10 \text{ кА}$;

Время протекания тока термической стойкости: $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$;

Пик сквозного тока короткого замыкания: $i_{\text{пр.скв}} = 25 \text{ кА}$.

Сравнение расчетных и каталожных данных выбранного разъединителя представлено в таблице 21.

Таблица 21 – Расчетные и каталожные данные разъединителя РГП СЭЩ-35/630

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{утяж.сн} = 527,864 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$i_y = 4,932 \text{ кА}$	$i_{пр.СКВ} = 25 \text{ кА}$
$B_k = 8,233 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Из таблицы видно, что выбранный разъединитель удовлетворяет условиям выбора.

3.6.3 Выбор трансформаторов тока

В РУ СН примем к установке трансформатор тока ТРГ-УЭТМ-35 в ячейке силового трансформатора, секционного выключателя (СВ) и отходных ячейках. Выбор производим в соответствии с выражениями (46-49), его основные технические данные:

Номинальный первичный ток: $I_{ном} = 270 \text{ А}$;

Номинальный ток термической стойкости (односекундный): $I_{тер} = 40 \text{ кА}$;

Ток электродинамической стойкости: $i_{дин} = 102 \text{ кА}$.

Сравнение расчетных и каталожных данных выбранного разъединителя представлено в таблице 22.

Таблица 22 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{утяж.сн} = 527,864 \text{ А}$	$I_{ном} = 270 \text{ А}$
Расчетные данные	Каталожные данные
$i_y = 4,932 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 8,233 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Перечень необходимых приборов для линии 35 кВ: амперметр, счетчики активной и реактивной энергии для линий, отходящих к потребителю; для цепи понизительного трансформатора: амперметр, ваттметр, счетчики активной и

реактивной энергии; для секционного выключателя: амперметр.

Схема включения приборов на стороне СН силового трансформатора показана на рисунке 13.

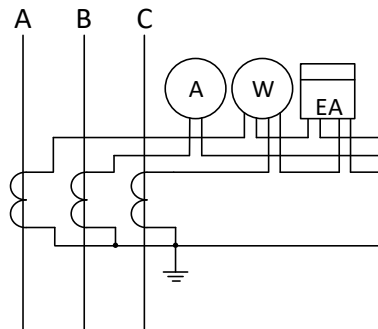


Рисунок 13 – Схема включения приборов на стороне НН трансформатора

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, воспользуемся схемой включения и каталожными данными приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока по данным представленным в таблице 23.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка на стороне СН трансформатора

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		A	B	C
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	ЕА	2	-	2
Итого:		3	0	2,5

Из таблицы видно, что трансформаторы тока наиболее загружены на фазе А. Определим общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{3}{5^2} = 0,12 \text{ Ом.}$$

Сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 1,2 - 0,12 - 0,1 = 0,98 \text{ Ом.}$$

Приблизительную длину кабеля для РУ 35 кВ примем равной 10м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0189 \cdot 10}{0,98} = 0,193 \text{ мм}^2.$$

Принимаем к установке трехжильный медный голый кабель с изоляцией и наружной оболочкой из ПВХ марки ВВГ с сечением жил 2,5 мм² [1].

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи секционного выключателя. На рисунке 14 показано размещение приборов в цепи СВ, а в таблице 24 данные о приборах и нагрузке по фазам.

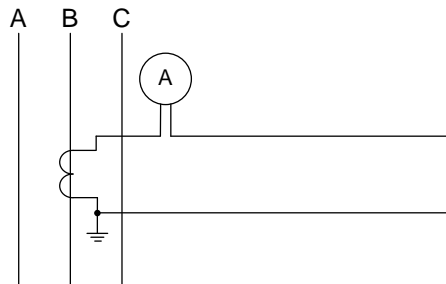


Рисунок 14 – Размещение приборов в цепи секционного выключателя

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформатора тока в цепи секционного выключателя

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		A	B	C
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Итого:		0	0,5	0

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 1,2 - 0,02 - 0,05 = 1,13 \text{ Ом.}$$

Определим сечение соединительного кабеля:

$$q = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0189 \cdot 10}{1,13} = 0,167 \text{ мм}^2.$$

Принимаем к установке трехжильный медный голый кабель с изоляцией и наружной оболочкой из ПВХ марки ВВГ с сечением жил 2,5 мм² [1].

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи потребительских линий. На рисунке 15 показано размещение приборов, а в таблице 25 их данные и нагрузка на каждой фазам.

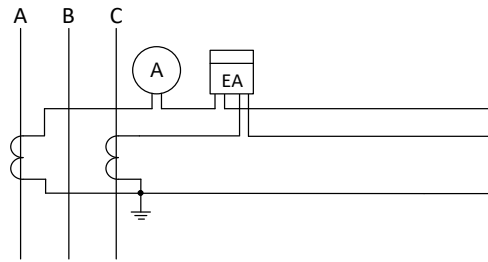


Рисунок 15 – Размещение приборов в цепи потребительских линий

Таблица 25 – Вторичная нагрузка ТТ в цепи потребительских линий

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Счетчик активной и реактивной энергии	ЕА	2	-	2
Итого:		2	0,5	2

Из таблицы видно, что трансформатор тока наиболее загружен на фазах А и С. Определим общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2}{5^2} = 0,08 \text{ Ом};$$

Сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 1,2 - 0,08 - 0,05 = 1,07 \text{ Ом};$$

Сечение проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0189 \cdot 10}{1,07} = 0,177 \text{ мм}^2.$$

Принимаем к установке трехжильный медный голый кабель с изоляцией и наружной оболочкой из ПВХ марки ВВГ с сечением жил 2,5 мм² [1].

3.6.4 Выбор трансформаторов напряжения

На стороне СН выберем три однофазных заземленных трансформатора напряжения с литой изоляцией типа ЗНОЛ-СЭЩ-35. Трансформаторы имеют две

вторичных обмотки: основную на $\frac{100}{\sqrt{3}}$ В и дополнительную на 100 В. Для класса точности 0,5 трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи 50 ВА, а для класса точности 1 – мощность 100 ВА.

Перечень контрольно-измерительных приборов необходимых для 35 кВ: вольтметр с пофазным переключением для измерения трех фазных напряжений и регистрирующий вольтметр.

Таблица 26 характеризует приборы, подключенные к трансформатору напряжения, их количество и мощности.

Таблица 26 – Приборы, подключенные к ТН и их мощность

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Потребляемая мощность S, ВА
Сборные шины					
Вольтметр	Э-335	0,5	1	1	0,5
Вольтметр с пофазным переключением	Н-393	10	1	1	10
Ввод 35 кВ от трансформатора					
Ваттметр	Д-335	0,5	2	1	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	ЕА	2	2	1	2
Линия 35 кВ					
Счетчик активной и реактивной энергии	ЕА	2	2	4	8
Итого:					21

Нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, или иначе говоря, их суммарная мощность равна:

$$S_{2\Sigma} = \Sigma S_{\text{приб}} = 21 \text{ ВА.}$$

Условие выражения (55) выполняется: $21 \leq 50 \text{ ВА}$, следовательно, выбранный трансформатор напряжения сможет обеспечить класс точности 0,5.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем к установке трехжильный медный голый кабель с изоляцией и наружной оболочкой из ПВХ марки ВВГ с сечением жил $2,5 \text{ мм}^2$ [1].

3.6.5 Выбор ОПН

На сторону СН, для ОРУ 35 кВ, примем ограничитель перенапряжения нелинейный с полимерной внешней изоляцией вида ОПН–П1–35/3,0/10/2.

3.6.6 Выбор изоляторов

На стороне СН РУ выбираем линейные подвесные стержневые полимерные изоляторы ЛК-70/35-450-III с защитной оболочкой из кремнийорганической резины, основные технические данные:

Номинальное напряжение: $U_{ном} = 35$ кВ;

Механическая разрушающая сила: $F_{разр} = 70$ кН.

3.7 Распределительное устройство НН

3.7.1 Выбор выключателя

На сторону НН целесообразно установить вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-12,5/1000. Этот выключатель установим на присоединение кабельных линий 10 кВ и присоединения трансформатора собственных нужд.

Для присоединения обмоток НН трансформатора и секционного выключателя необходимо установить выключатель на более высокие рабочие токи. Примем к установке выключатель ВВ/TEL-10-20/1600. Технические характеристики выключателей, представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Основные технические характеристики выключателей ВВ/TEL-10-12,5/1000У2 и ВВ/TEL-10-20/1600

Характеристика	Обозначение	ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2	ВВ/TEL-10-20/1600 У2
Собственное время отключения, с	$t_{с.в}$	0,045	
Полное время отключения, с	$t_{в}$	0,055	
Номинальный ток, А	$I_{ном}$	1000	1600
Номинальный ток отключения, кА	$I_{откл.ном}$	12,5	20

Продолжение таблицы 27

Характеристика	Обозначение	ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2	ВВ/TEL-10-20/1600 У2
Допустимое относительное содержание апериодической составляющей в токе отключения, %	$\beta_{\text{ном}}$	30	
Номинальный ток термической стойкости, кА	$I_{\text{тер}}$	12,5	20
Время протекания тока термической стойкости, с	$t_{\text{тер}}$	3	
Пик сквозного тока короткого замыкания, кА	$i_{\text{пр.скв}}$	32	51

Расчеты аналогичны, что и расчет для выключателя ВГТ-110П*-40/25000, производятся по формулам (38-42). Расчеты выключателя ВВ/TEL-10-12,5/1000 обозначим с индексом «2», а ВВ/TEL-10-20/1600 – «3».

Расчетное время отключения:

$$\tau_2 = \tau_3 = t_{\text{рз.мин}} + t_{\text{с.в}} = 0,01 + 0,045 = 0,055 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы:

$$i_{\text{ат2}} = i_{\text{ат3}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,894 \cdot e^{-\frac{0,055}{0,02}} = 442,445 \text{ кА,}$$

где $I_{\text{по}}$ – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в цепи выключателя.

Время отключения:

$$t_{\text{откл2}} = t_{\text{откл3}} = t_{\text{рза}} + t_{\text{в}} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с.}$$

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$W_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 4,894^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 4,191 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Сравнение расчетных и каталожных данных выбранных выключателей представлено в таблице 28.

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Таблица 28 – Расчетные и каталожные данные выключателей

Расчетные данные	Каталожные данные	
	ВВ/TEL-10-12,5/1000	ВВ/TEL-10-20/1600
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{утяж.нн} = 1848 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$i_{a.\tau} = 0,084 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot \frac{30}{100} = 5,3 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \frac{30}{100} = 8,4 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{п.\tau} + i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,894 + 0,084 = 7 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{ном}}{100}\right) = 22,98 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{ном}}{100}\right) = 36,4 \text{ кА}$
$i_y = 11,07 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 51 \text{ кА}$
$B_k = 4,191 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Из таблицы 28 видно, что выбранные выключатели удовлетворяют выражениям (38-42), а значит и условиям выбора.

3.7.2 Выбор разъединителя

Принимаем к установке разъединитель внутренней установки с заземляющими ножами модернизированного типа РВЗ-10/1000 М, технические данные которого:

Номинальный ток: $I_{ном} = 1000 \text{ А}$;

Номинальный ток термической стойкости: $I_{тер} = 31,5 \text{ кА}$;

Время протекания тока термической стойкости: $t_{тер} = 3 \text{ с}$;

Пик сквозного тока короткого замыкания: $i_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$.

Сравнение расчетных и каталожных данных выбранного разъединителя представлено в таблице 29.

Таблица 29 – Расчетные и каталожные данные разъединителя

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{утяж.нн} = 1848 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 11,07 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 4,191 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Из таблицы видно, что выбранный разъединитель удовлетворяют условиям выбора.

3.7.3 Выбор трансформатора тока

Примем к установке однофазный трансформатор тока с литой изоляцией ТОЛ-СЭЩ-10/1500/5 для установки на обмотку НН трансформатора и на секционный выключатель. Для установки на кабельные линии и линии, питающие трансформаторы собственных нужд примем проходной трансформатор тока с литой изоляцией ТПЛ-10/200/5.

Основные технические данные, выбранных трансформаторов тока представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока

Характеристика	Обозначение	ТОЛ-СЭЩ-10/1500/5	ТПЛ-10/200/5
Номинальный первичный ток, А	$I_{НОМ1}$	1500	200
Номинальный вторичный ток, А	$I_{НОМ2}$	5	5
Номинальный ток термической стойкости (односекундный), кА	$I_{тер}$	31,5	-
Кратность номинального тока термической стойкости	$K_{тер}$	-	45
Ток электродинамической стойкости, кА	$i_{дин}$	100	-
Кратность номинального тока электродинамической стойкости	$K_{дин}$	-	250

Сравнение расчетных и каталожных данных выбранных трансформаторов тока представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-10/1500/5 и ТПЛ-10/200/5

Расчетные данные	Каталожные данные	
	ТОЛ-10/1500/5	ТПЛ-10/200/5
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{НОМ} = 10$ кВ	$U_{НОМ} = 10$ кВ
$I_{утяж.нн} = 1848$ А	$I_{НОМ} = 1500$ А	$I_{НОМ} = 200$ А
$i_y = 11,07$ кА	$i_{дин} = 100$ кА	$K_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{НОМ} = 250 \cdot \sqrt{2} \cdot 200$ А = 70,71 кА

Продолжение таблицы 31

Расчетные данные	Каталожные данные	
	ТОЛ-10/1500/5	ТПЛ-10/200/5
$B_k = 4,191 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(K_{\text{тер}} \cdot I_{\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{тер}} = (45 \cdot 200)^2 \cdot 3 = 243 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранные трансформаторы тока подходят по всем необходимым электрическим показателям.

Перечень необходимых приборов аналогичен напряжению 35 кВ. На трансформатор собственных нужд НН необходим амперметр и расчетный счетчик активной энергии.

Схема включения приборов на стороне НН силового трансформатора показана на рисунке 16.

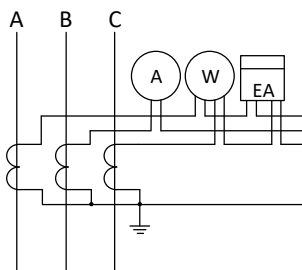


Рисунок 16 – Схема включения приборов на стороне НН трансформатора

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, воспользуемся схемой включения и каталожными данными приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока по данным представленным в таблице 32.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка ТТ на стороне НН силового трансформатора

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	ЕА	2	-	2
Итого:		3	0	2,5

Из таблицы видно, что трансформаторы тока наиболее загружен на фазе А.

Определим общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{3}{5^2} = 0,12 \text{ Ом.}$$

Сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 1,2 - 0,12 - 0,1 = 0,98 \text{ Ом.}$$

Приблизительную длину кабеля для РУ 10 кВ примем равной 4 м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0189 \cdot 4}{0,98} = 0,077 \text{ мм}^2.$$

Принимаем к установке трехжильный медный голый кабель с изоляцией и наружной оболочкой из ПВХ марки ВВГ с сечением жил 2,5 мм² [1].

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи секционного выключателя. На рисунке 17 показано размещение приборов в цепи СВ, а в таблице 33 данные о приборах и нагрузке по фазам.

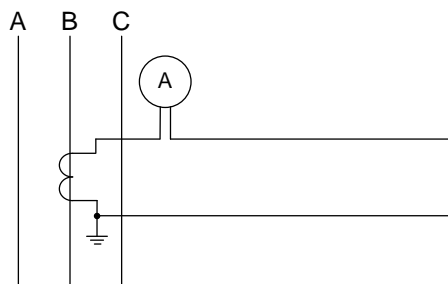


Рисунок 17 – Размещение приборов в цепи секционного выключателя

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформатора тока в цепи СВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		A	B	C
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Итого:		0	0,5	0

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 1,2 - 0,02 - 0,05 = 1,13 \text{ Ом.}$$

Определим сечение соединительного кабеля:

$$q = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0189 \cdot 4}{1,13} = 0,067 \text{ мм}^2.$$

Принимаем к установке трехжильный медный голый кабель с изоляцией и наружной оболочкой из ПВХ марки ВВГ с сечением жил 2,5 мм² [1].

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи потребительских линий. На рисунке 18 показано размещение приборов, а в таблице 34 их данные и нагрузка на каждой фазам.

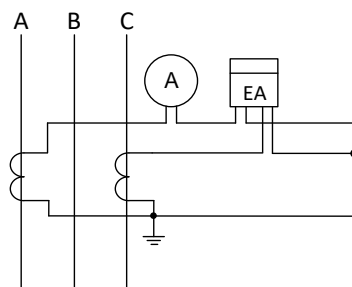


Рисунок 18 – Размещение приборов в цепи потребительских линий

Таблица 34 – Вторичная нагрузка ТТ в цепи потребительских линий

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Счетчик активной и реактивной энергии	ЕА	2	-	2
Итого:		2	0,5	2

Из таблицы 34 видно, что трансформатор тока наиболее загружен на фазах А и С. Определим общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2}{5^2} = 0,08 \text{ Ом;}$$

Сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 1,2 - 0,08 - 0,05 = 1,07 \text{ Ом};$$

Сечение проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0189 \cdot 4}{1,07} = 0,071 \text{ мм}^2.$$

Принимаем к установке трехжильный медный голый кабель с изоляцией и наружной оболочкой из ПВХ марки ВВГ с сечением жил 2,5 мм² [1].

3.7.4 Выбор трансформатора напряжения

На стороне НН выберем три однофазных заземленных трансформатора напряжения с литой изоляцией типа ЗНОЛ-СЭЩ-10. Трансформаторы имеют две вторичных обмотки: основную на $\frac{100}{\sqrt{3}}$ В и дополнительную на 100 В. Для класса точности 0,5 трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи 50 ВА, а для класса точности 1 – мощность 100 ВА.

Перечень контрольно-измерительных приборов необходимых для 10 кВ аналогичен 35 кВ. Таблица 35 характеризует приборы, подключенных к трансформатору напряжения, их количество и мощности.

Таблица 35 – Приборы, подключенные к ТН и их мощность

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Потребляемая мощность S, ВА
Сборные шины					
Вольтметр	Э-335	0,5	1	1	0,5
Вольтметр с пофазным переключением	Н-393	10	1	1	10
Ввод 10 кВ от трансформатора					
Ваттметр	Д-335	0,5	2	1	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	ЕА	2	2	1	2

Продолжение таблицы 35

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Потребляемая мощность S, ВА
Линия 10 кВ					
Счетчик активной и реактивной энергии	ЕА	2	2	4	8
Итого:					21

Нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, или иначе говоря, их суммарная мощность равна:

$$S_{2\Sigma} = \Sigma S_{\text{приб}} = 21 \text{ ВА.}$$

Условие выражения (55) выполняется: $21 \leq 50 \text{ ВА}$, следовательно, выбранный трансформатор напряжения сможет обеспечить класс точности 0,5.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем трехжильный медный голый кабель с изоляцией и наружной оболочкой из ПВХ марки ВВГ с сечением жил $2,5 \text{ мм}^2$ [1].

3.7.5 Выбор ОПН

На сторону НН, для ЗРУ 10 кВ, примем ограничитель перенапряжения нелинейный с полимерной внешней изоляцией вида ОПН–П1–10/10,5/10/2.

3.7.6 Выбор изоляторов

Проходные изоляторы предназначены для проведения проводника сквозь заземленные кожухи трансформаторов и аппаратов, стены и перекрытия зданий. Выбор осуществляется:

а. по номинальному напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (56)$$

б. по допустимой нагрузке:

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}, \quad (57)$$

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

$F_{\text{доп}}$ – допустимая нагрузка, Н.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}, \quad (58)$$

где $F_{\text{разр}}$ – разрушающая нагрузка на изгиб, Н.

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot k_{\Pi} \cdot 10^{-7}, \quad (59)$$

где k_{Π} – поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена «на ребро».

$$k_{\Pi} = \frac{H}{H_{\text{из}}}, \quad (60)$$

$$H = H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2}, \quad (61)$$

где $H_{\text{из}}$ – высота изолятора,

b и h – размеры шины.

На стороне НН выбираем проходной изолятор наружно-внутренней установки ИП-10/3150-3000 с $F_{\text{разр}} = 30$ кН; $U_{\text{ном}} = 10$ кВ. Сравнение расчетных и каталожных данных представлено в таблице 36.

Таблица 36 – Сравнение расчетных и каталожных данных изолятора

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} = 10$ кВ	$U_{\text{ном}} = 10$ кВ
$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{7,83^2}{0,2} \cdot 1,5 \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 39,2$ Н	$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 30000 = 24000$ Н

Выбранный проходной изолятор ИП-10/3150-3000 подходит по всем условиям.

3.8 Токоведущие части

В распределительных устройствах 35 кВ и выше можно применять гибкие шины, выполненные проводами АС. В таком варианте исполнения токоведущих

частей подстанции гибкие шины проверяются только по допустимому току в утяжелённом режиме, выражения (23-28).

Для ОРУ 110 кВ выбираем сечение провода по самому большому рабочему току и току послеаварийного режима, принимаем провод марки АС–240/32. Для ОРУ 35 кВ принимаем провод марки АС–3×300/39, по аналогичному принципу.

Гибкую связь 10 кВ от трансформатора до ЗРУ выполним проводом марки АС–3×330/43.

3.9 Расчет молниезащиты

Для того чтобы проектируемая подстанция работала бесперебойно, необходимо обеспечить ее надежной защитой от грозовых явлений.

Стержневые молниеотводы позволяют защитить объект от попадания прямых ударов молний. Они состоят из металлического молниеприемника, который возвышается над защищаемым объектом и воспринимает удар молнии, и токопроводящего спуска с заземлителем, через который ток молнии отводится в землю.

Установим 6 молниеотводов высотой 20 м, расположенных на порталах ОРУ. Зона защиты определяется как зона защиты попарно взятых соседних молниеотводов. Радиус действия выбранных молниеотводов, на высоте самого высокого объекта, позволяет защитить подстанцию от прямых ударов молнии.

Эскиз молниезащиты подстанции представлен на рисунке 19.

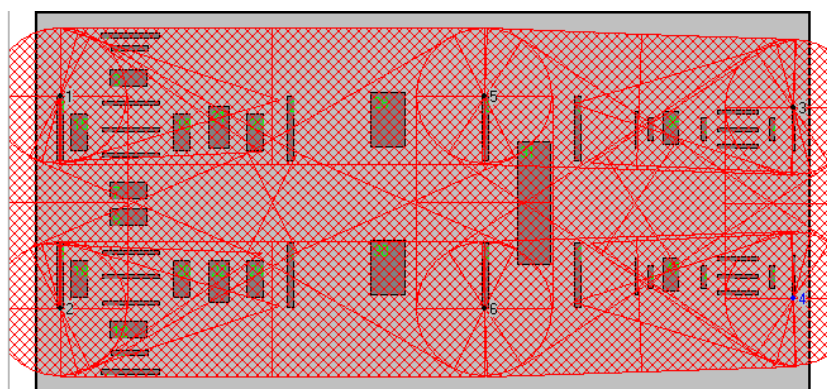


Рисунок 19 – Эскиз молниезащиты подстанции «Есаулка»

4 УЧЕТ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОМ СРАВНЕНИИ ВАРИАНТОВ

Особенностями энергетической отрасли являются высокая стоимость оборудования и относительно большой срок службы. Поэтому при планировании деятельности компаниям необходимо выстраивать грамотную стратегию, учитывающую экономическую оценку для действующего оборудования и/или принятия решения о техническом перевооружении и закупке новых установок.

В данной главе рассмотрен выбор варианта электрической сети района, который будет наиболее эффективным, целесообразным и выгодным при реализации проекта.

4.1. Техничко-экономическое сравнение показателей

В пункте 2.3 при расчете анализа загруженности линий электропередач послеаварийного режима было выявлено два варианта реконструкции линий существующей сети: замена перегруженных линий Шагол – Заварухино, Заварухино – Камыши, Камыши – Болото-7, Шагол – Есаулка, Болото-2 – Болото-7 (суммарная протяженность линий 84,69 км) или ввод новой цепи Шагол – Аргаяш (протяженность 42,7 км).

Выбор и обоснование эффективности вариантов осуществим на основе сравнения укрупненных технико-экономических показателей. На данном этапе ограничимся учетом только тех параметров, которые можно оценить, используя укрупненные параметры, а именно: капитальные вложения на возведения объектов и амортизационные отчисления на их эксплуатацию.

Приведенные затраты определяются как

$$Z = E_H \cdot K + И, \quad (62)$$

где E_H – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, для электроэнергетики принят равным 0,2;

K – капитальные затраты, млн. руб.;

$И$ – эксплуатационные издержки, млн. руб.

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Капитальные вложения включают в себя стоимость оборудования, затраты на монтаж, строительство, транспортировку и т.д.:

$$K = L \cdot z \cdot K_{\text{инф}} \quad (63)$$

где L – суммарная длина линий, км;

z – удельная стоимость возведения 1 км воздушной линии, в n -ом году, тыс. руб./км;

$K_{\text{инф}}$ – коэффициент инфляции текущего года по отношению к n -му.

Капитальные вложения подсчитываются по укрупненным показателям, по одному литературному источнику [9].

Эксплуатационные издержки включают в себя затраты, связанные с передачей и распределением электроэнергии по сетям, необходимые для эксплуатации энергетического оборудования и электрических сетей:

$$И = \frac{P_{\text{вл}} \%}{100 \%} \cdot K \quad (64)$$

где $P_{\text{вл}} \%$ – амортизационные расходы для воздушных линий, равные 5%.

Расчет укрупненных технико-экономических показателей двух вариантов электрической сети района, сведем в таблицу 37.

Таблица 37 – Сравнение вариантов по укрупненным технико-экономическим показателям, млн. руб.

	Вариант 1	Вариант 2
Капитальные затраты, K	154,3	135,1
Эксплуатационные издержки, $И$	7,7	6,8
Приведенные затраты, $З$	38,6	33,8

Вывод: на основе сравнения укрупненных технико-экономических показателей, наиболее эффективным вариантом реконструкции сети, является вариант 2 – ввод новой цепи в линии Шагол – Аргаяш. Разница в затратах между вариантами составила 14,2%.

Анализ по укрупненным технико-экономическим показателям не учитывает утилизацию электрооборудования. Но это является значимой частью экологической политики любой производственной деятельности: рациональное и бережливое использование ресурсов окружающей среды, минимизация негативного влияния.

Загрязнение окружающей среды является одной из самых больших проблем, с которыми сталкивается сегодня мир. Человеческая деятельность может привести к развитию, но в тоже время может нанести вред. Эти неблагоприятные изменения зачастую приводят к экологическим проблемам, которые влияют на естественный баланс окружающей среды.

4.2 Оценка жизненного цикла

Учет стоимости приобретения, владения и утилизации продукта характеризуется оценкой стоимости жизненного цикла (СЖЦ). Этот термин, применяемый к оборудованию, может использоваться в разных условиях и, следовательно, иметь разные определения. Мы будем рассматривать не только аспекты затрат, но и аспекты производительности и прибыли [10].

Жизненный цикл объекта подразделяется на следующие этапы:

- Выработка концепции и установление технических требований;
- Проектирование и разработка;
- Изготовление;
- Установка;
- Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонты;
- Утилизация.

Рассмотрим этапы более подробно, для определения расходов в каждом из них.

На этапе концепции выполняются проектные процедуры — формирование принципиального решения, разработка геометрических моделей и чертежей, расчеты, моделирование процессов, оптимизация и т.п. Затраты накапливаются в связи с концепцией спецификации или планирования.

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	<i>Лист</i>
						72
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Проектирование: затраты на определение оборудования и других характеристик системы, также включены затраты на документирование.

Расходы на производство и продажу продукции со стороны подрядчика входят в этап изготовления. Представляют собой стоимость заказа всей системы распределения.

Ввод в эксплуатацию включает в себя затраты на монтаж оборудования, строительно-монтажные работы, лицензирование.

Когда оборудование уже введено в эксплуатацию возникают затраты на поддержание работы всей системы, среди этого техническое обслуживание, стоимость запасных частей, расходы на потери электроэнергии воздушных линий или трансформаторов, контроль и обучение персонала.

В зависимости от степени износа и существует три вида дальнейшей эксплуатации или утилизации электрооборудования: замена определенных частей с дальнейшей эксплуатацией оборудования, использование отдельных комплектующих и переработка.

В связи с этим возникают затраты на демонтаж, которые определяются в зависимости от характеристики оборудования, стоимости работ по его монтажу, а также от дальнейшего предназначения демонтируемого оборудования; и утилизацию в сочетании с восстановлением существующей системы.

Во многих случаях имеет смысл объединить затраты на упомянутых выше этапах в следующие группы [11]:

- Инвестиционные;
- Операционные;
- Утилизационные.

Стоимость жизненного цикла определяется по формуле [12]:

$$СЖЦ = \frac{C_K^i + C_{и}^i + C_{то}^i + C_{вн.р.}^i + C_{кап.р.}^i + C_y^i}{(1 + K_i)^i}, \quad (65)$$

где C_K – инвестиционно-монтажная стоимость в i -ый год, млн.руб.;

$C_{и}$ – стоимость эксплуатационных издержек в i -ый год, млн.руб.;

									Лист
									73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР				

$C_{то}$ – стоимость планового технического обслуживания на i -ый год, млн.руб.;

$C_{вн.р.}$ – общая стоимость внепланового ремонта за i -ый год, млн.руб.;

$C_{кап.р.}$ – стоимость капитального ремонта за i -ый год, млн.руб.;

C_y – стоимость утилизации за i -ый год, млн.руб.;

K_i – коэффициент дисконтирования за i -ый год, примем 12%.

С целью анализа жизненного цикла проведем анализ затрат сети Северного узла Челябинской области 110 кВ. В данную сеть входят 19 подстанций, 134 высоковольтных выключателя, 27 силовых трансформатора и воздушные линии, общей протяженностью 271,2 км в первом варианте и 313,9 км – во втором.

Анализ предполагает, что сеть строится заново. Это означает, что все инвестиции сети инвестируются в нулевом году. Рассчитаем стоимость жизненного цикла за 25 лет. Расчет представлен в таблице 38.

Таблица 38 – Стоимость жизненного цикла сети Северного узла Челябинской области, млн. руб.

Затраты	Трансформаторы	Выключатели	ВЛ
Инвестиционные затраты			
Стоимость оборудования	460,1	205,9	2421,2
			486,9
Временные здания и сооружения	15,18	6,79	79,9
			16,1
Прочие работы и затраты	27,67	12,46	145,27
			29,2
Проектно-изыскательские работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор	36,81	16,57	193,69
			38,95
Содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль	14,63	6,55	76,9
			15,48
Вырубка и подготовка просеки	9,2	4,12	29,8
			34,5
Устройство лежневых дорог	0	0	50,17
			58,1

Продолжение таблицы 38

Затраты	Трансформаторы	Выключатели	ВЛ
Операционные затраты			
Техническое обслуживание	27,26	25,74	93,65
			89,23
Капитальный ремонт	10,52	39,68	31,47
			63,29
Внеплановый ремонт	1,36	1,29	4,68
			4,46
Эксплуатационные издержки	69	30,89	121,06
			24,34
Утилизационные			
Демонтаж	0,378	1,045	1,939
			2244,3
Переработка	(69,015)	(30,893)	(351,07)
			(70,59)
Итого:	3665,29		
	1531,4		

Рассмотренный пример раскрывает особенности расчета стоимости жизненного цикла:

- 1) В зависимости от целей и этапов оценки СЖЦ применяется различная степень детализации базовой модели;
- 2) Учет этапа утилизации дает возможность получения прибыли при переработке отходов.

Отходы электротехнического оборудования относятся к отходам с высоким потенциалом переработки. Демонтаж силовых трансформаторов позволяет получить материалы (трансформаторная медь и сталь, электротехническая сталь), которые ценятся на рынке переработки лома. Отработанное масло используют для изготовления тёмного печного топлива, некоторых видов смазок, а также фильтруют и очищают до практически полного восстановления физико-химических показателей.

Электрические тросы могут быть использованы в качестве кабельных линий, а опоры ЛЭП разумнее всего сдать на переработку металлолома. Деревянные поры, пришедшие в негодность, используют для собственных нужд районов электрических сетей для устройства лежневых дорог или передаются

населению. Фарфоровые изоляторы после измельчения можно использовать в качестве наполнителя.

Использование материалов повторно приносит экономические и экологические преимущества.

Сравним соотношение затрат на этапах жизненного цикла для варианта с вводом новой цепи в линии Шагол – Аргаяш. Соотношение представлено на рисунке 20.

Процентное соотношение этапов жизненного цикла

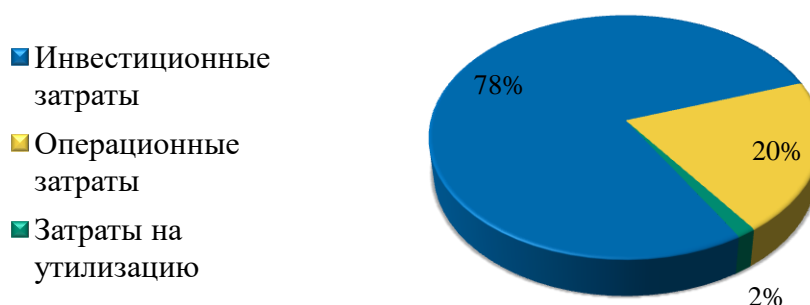


Рисунок 20 – Процентное соотношение этапов жизненного цикла

Из диаграммы видно, высокая технологическая сложность изделия приводит к тому, что около 80% производственных и эксплуатационных затрат определяются именно на этапе инвестирования. Таким образом, важнейший принцип СЖЦ – это прогнозирование и управление расходами изделия на стадии его проектирования. Нельзя оставить без внимания, что лишь 2% затрат от общей СЖЦ составляет этап утилизации.

Как и при технико-экономическом сравнении, наиболее эффективным вариантом реконструкции сети, стал вариант 2 – ввод новой цепи в линии Шагол – Аргаяш. Но разница в затратах между вариантами увеличилась и составила 58,2%. Это говорит о том, что расчет величины стоимости жизненного цикла поможет принять решение о техническом перевооружении и выборе нового энергетического оборудования, которое принесет наибольшую экономическую выгоду компании.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы был проведен анализ работы электрической сети Северного узла Челябинской области. Так же была проведена реконструкция подстанции «Есаулка» 110/35/10 кВ.

На объекте выбрано современное коммутационное оборудование, в соответствии с существующими требованиями. Выбранное оборудование обеспечивает наилучшие технико-экономические показатели.

Рассмотрен выбор оптимального варианта развития сети. Выбран наиболее целесообразный и экономически выгодный вариант. Привлечено внимание к проблеме загрязнения окружающей среды и необходимости вторичного использования ресурсов.

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Распределительные устройства и подстанции / Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е издание. – М.: Информэлектро, 2002. – 500 с.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро; под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во ЭНАС, 2017. – 376 с.
3. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 135 с.
4. ГОСТ Р 52719-2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия (с Поправкой). – М.: Стандартинформ, 2007. – 42 с.
5. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014. – 20 с.
6. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 144 с.
7. ГОСТ Р 59735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Стандартинформ, 2007. – 36 с.
8. Руководство по защите электрических сетей напряжением 110-750 кВ от грозных и внутренних перенапряжений. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС», 2016. – 46 с.
9. Сборник «Укрупненные показатели стоимости линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ». Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 33 с.
10. ГОСТ Р 27.202-2012. Надежность в технике. Управление надежностью. Стоимость жизненного цикла. – М.: Стандартинформ, 2014. – 20 с.
11. Life cycle cost analysis of transmission and distribution systems / Jeromin I., Backes J., Balzer G., Huber R. – 2009. 20th International Conference on Electricity Distribution. – P. 98.

											Лист
											78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР						

12. Lifecycle Costs for Energy Equipment: FMECA & Lifecycle Costing Models as “Decision Making” Tools for Cost Reduction During the Whole Equipment Life / Brom A.E., Belova O.V., Sissinio A. – 2016. – Procedia Engineering 152 (2016). – P. 173-176.

					П-471.13.03.02.2019.122-224 ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79