

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему Реконструкция подстанции «Уратюбе» 110/35/10 кВ
Истаравшанского района

Студент	<u>М.Т. Акдодов</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
Руководитель	<u>М.Н. Третьякова</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
Консультанты	<u>И.Ю. Усатова</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой	<u>Вахнина В.В.</u> (ученая степень, звание, И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
« ____ » _____	<u>20</u> _____ г.	

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

Данная выпускная квалификационная работа посвящена теме реконструкции подстанции «Уратюбе-110/35/10кВ», находящейся в Истаравшанском районе Республики Таджикистан.

Цель работы связана с повышением надежности электроснабжения потребителей подстанции «Уратюбе-110/35/10кВ» за счет замены основного силового оборудования.

Проектирование оборудования электрической части подстанции «Уратюбе-110/35/10кВ» выполнено на основе анализа суточных графиков потребления электрической энергии.

Расчет и выбор оборудования произведен в соответствии с общепринятыми методиками.

Технические решения, используемые в работе, выполнены с учетом опыта эксплуатации электрооборудования в Республике Таджикистан и возросших потребностей в электроэнергии основных потребителей района Истаравшан.

Данная выпускная работа включает в себя 60 страниц пояснительной записки и 6 листов графического материала формата А1.

ABSTRACT

The title of the graduation work is substation "Uratyube-110/35/10 kV". It is located in Istaravshan region of Republic of Tajikistan.

The issues of transformer selection and choice of substation equipment are highlighted in the project's general part.

All parts look toward improving the effectiveness of the substation, without interrupting electricity transmission to the consumer with the least losses.

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

We first analyze the substation scheme and operating equipment. Next, the permissible parameters of electrical devices are calculated. Regulatory restraints and standards are studied. After that we choose electrical devices of a specific type.

A key replacement is the installation of the latter-day power transformers. New disconnector switches, such as switches of gas-insulated and vacuum type. We also concentrate on to the replacement of protective and measuring equipment. The dimensions of the conductors: flexible and rigid tires are determined.

The special part of the project gives details about substation grounding. There is also a section dedicated to the calculation of the substation "Uratyube-110/35/10 kV" lightning protection.

The graduation work consists of an explanatory note on 60 pages, the list of 22 references including 5 foreign sources, and the graphic part on 6 A1 sheets.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Анализ схемы электроснабжения подстанции	6
2 Параметры токовых нагрузок потребителей подстанции.....	9
3 Техничко-экономический расчёт.....	16
4 Определение величины токов короткого замыкания (КЗ).....	23
5 Выбор аппаратов первичной цепи	29
6 Заземление подстанции.....	42
7 Релейная защита.....	46
8 Схема питания собственных нужд подстанции.....	52
9 Молниезащита подстанции	54
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	57
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	58

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика является одной из основных отраслей, обеспечивающих работу экономики страны. Главными задачами проектирования и эксплуатации электроустановок являются выбор и установка электрооборудования, обеспечивающего надежное распределение и обеспечение электроэнергии потребителей в соответствии с их потребностями [15].

В последнее время в связи с ростом электрических нагрузок в производственном и в бытовом секторах возникает необходимость строительства новых подстанций и реконструкции старых.

Надо отметить, что, несмотря на финансовые проблемы, модернизация и реконструкция подстанций все же ведется. Основные усилия направляются на оптимизацию схем электроснабжения, обеспечение резервирования источников питания и уменьшение потерь в наиболее протяженных распределительных сетях 10кВ и 35кВ. Все это также относится и к электроэнергетике Республики Таджикистан.

«Электрическими подстанциями называют электроустановки, предназначенные для преобразования и распределения электро- энергии [1]».

В распределительной энергетической сети Истаравшанского района Республики Таджикистан важное место играет подстанция «Уратюбе-110/35/10кВ». В настоящее время существенно изменилась величина электрических нагрузок в результате развития промышленности и улучшения уровня жизни населения. Поэтому надежное обеспечение потребителей, получающих энергию от данной подстанции, является актуальной проблемой.

Цель этой выпускной квалификационной работы (ВКР) – повышение надежности электроснабжения потребителей Истаравшанского района Республики Таджикистан за счет реконструкции подстанции «Уратюбе-110/35/10кВ».

1 Анализ схемы электроснабжения подстанции

На современном уровне развития науки и техники перспективным направлением реконструкции подстанций является замена эксплуатируемых масляных или воздушных выключателей открытых распределительных устройств (ОРУ) на элегазовые, а также установка в закрытых распределительных устройствах (ЗРУ) вакуумных выключателей. Кроме того, существенные прогрессивные изменения характерны для производства силовых трансформаторов. Современные электромеханические преобразователи этого вида отличаются минимальным уровнем потерь в обмотках и сердечниках. Эти факторы будем учитывать в ходе реконструкции рассматриваемой подстанции и при выборе ее оборудования [9, 11, 18].

Проведем анализ специфических особенностей проектируемой подстанции «Уратюбе-110/35/10кВ». Она располагается в районном центре – Истаравшан. Это – быстро прогрессирующий район Таджикистана. Здесь ведется интенсивная застройка. Поэтому здесь очень остро растет потребность в получении дополнительной мощности, необходимой для нормального функционирования основных электропотребителей.

Подстанция «Уратюбе-110/35/10кВ» является тупиковой. От неё по воздушным линиям 35кВ снабжаются селения Шахристан и Калининабад. Все остальные электропотребители Истаравшана обеспечиваются энергией по линиям электропередач (ЛЭП) классом напряжения 10кВ.

Рассмотрим существующие схемы электроснабжения более детально. В настоящее время на подстанции «Уратюбе-110/35/10кВ» установлены два трансформатора мощностью 16000кВА с регулированием напряжения со стороны высокого напряжения типа РПН (регулирование напряжения под нагрузкой): ТДТН-16000/110/35/10 и ТДН-16000/110/10 (рис. 1.1).

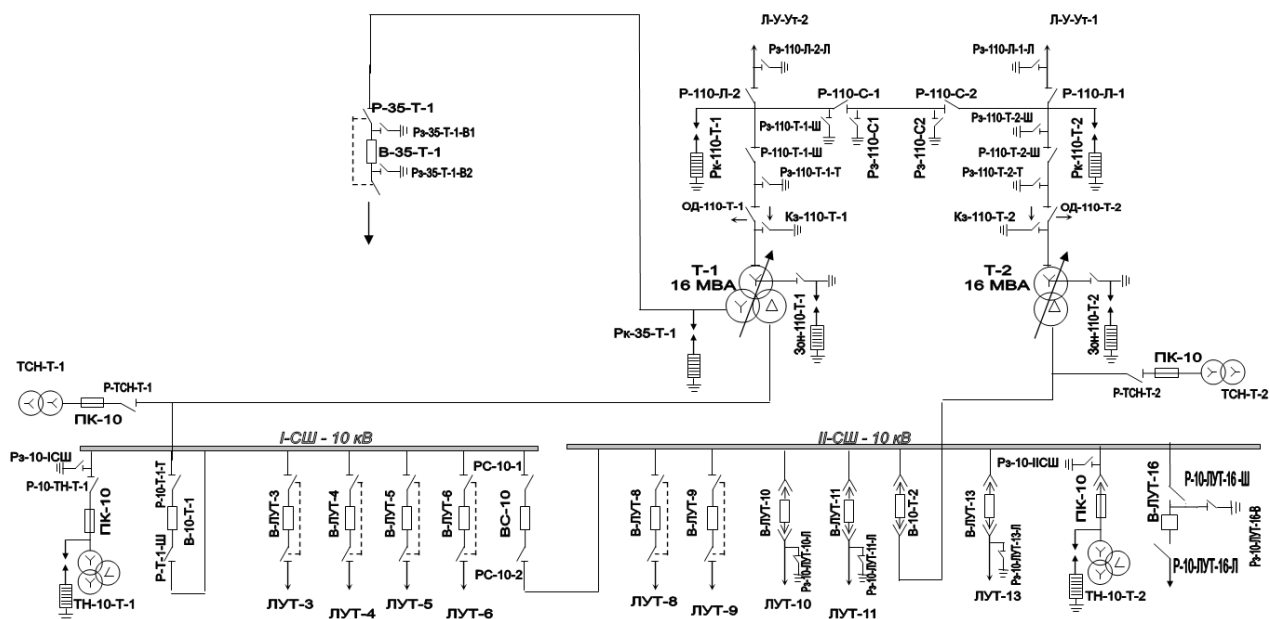


Рисунок 1.1 – Однолинейная схема подстанции «Уратюбе-110/35/10кВ»

Подстанция «Уратюбе-110/35/10кВ» сдана в эксплуатацию в 1968 году и с того времени кроме частичной замены некоторого оборудования коренной реконструкции не подвергалась. За прошедшее время изменились количество и структура потребителей электроэнергии.

В связи с вышеизложенным и возникла задача реконструкции подстанции «Уратюбе-110/35/10кВ». Реконструкция подстанции, как правило, проводится с учетом роста нагрузок на перспективный период, то есть на ближайшие 10 лет. За этот временной отрезок обычно нагрузка возрастает из-за увеличения численности населения, внедрения в быту новых электробытовых приборов, расширения сетей коммунальных и других частных предприятий.

Еще одной причиной реконструкции является то, что основное электрооборудование подстанции «Уратюбе-110/35/10кВ» устарело как физически, так и морально. Ведь оно эксплуатируется более 20 лет. Следовательно, имеет место физический износ основных элементов системы электроснабжения.

Подстанция «Уратюбе-110/35/10кВ» питается от подстанции «Узловая 220/110/35кВ» по воздушной двухцепной линии 110кВ, выполненной сталь-

алюминиевым проводом АС-95 сечением 95 мм². Расстояние от подстанции «Узловая 220/110/35кВ» до подстанции «Уратюбе-110/35/10кВ » составляет 40,1км.

На стороне высокого напряжения (ВН) силовых трансформаторов установлены разъединителями РНДЗ-110 и отделители.

Для защиты от перенапряжений предусмотрены ограничители перенапряжений. Схема соединения обмоток силового трансформатора «звезда-треугольник», режим нейтрали – изолированная нейтраль.

На стороне низкого напряжения силовых трансформаторов установлено комплектное распределительное устройство типа КРУН-10 напряжением 10кВ. В ячейках серии КМ-1 установлены масляные выключатели, трансформаторы собственных нужд, трансформаторы напряжения, трансформаторы тока и другое типовое оборудование.

Подстанция «Уратюбе-110/35/10кВ» используется в основном для электроснабжения населения и небольших промышленных предприятий. Для нее характерно то, что основные потребители электроэнергии по надежности электроснабжения относятся ко II и III категориям.

На основе рассмотренных здесь особенностей схемы подстанции «Уратюбе-110/35/10кВ» и с учётом известных методик по проектированию электрической части понизительной подстанции в ходе выполнения ВКР будем решать следующие задачи:

1. Проведем анализ токовых нагрузок потребителей подстанции.
2. Выполним технико-экономический расчет по выбору трансформаторов.
3. Рассчитаем токи короткого замыкания (КЗ) и осуществим выбор коммутационной и защитной аппаратуры.
5. Проведем расчет и выбор оборудования для релейной защиты, собственных нужд и молниезащиты подстанции.

2 Параметры токовых нагрузок потребителей подстанции

В данном разделе приводятся результаты суточных замеров токовых нагрузок трансформаторов подстанции «Уратюбе-110/35/10кВ».

Таблица 2.1 – Сторона 35 кВ трансформатора Т1 (летний период)

Дата	Время	Калининабад	Шахристан
12.07.2018	07:00	140	185
	14:00	140	185
13.07.2018	07:00	130	221
	14:00	110	160
14.07.2018	07:00	130	170
	14:00	120	180
15.07.2018	07:00	135	180
	14:00	125	190
16.07.2018	07:00	130	200
	14:00	100	65
17.07.2018	07:00	135	180
	14:00	110	165
18.07.2018	07:00	140	180
	14:00	120	195

Таблица 2.2 – Сторона 10 кВ трансформатора Т1 (зимний период)

Дата	Время	В-110	В-10	ТН-10	ТСН	t ⁰	РПН
09.11.2018	07:00	67	665	10	210	42	14
	19:00	63	650	10,2	220	48	
10.11.2018	07:00	60	600	10,3	220	43	14
	19:00	63	640	10	210	47	
11.11.2018	07:00	57	595	10	215	44	14
	19:00	68	680	10,2	215	45	
12.11.2018	07:00	61	610	10	215	42	14
	19:00	70	620	9,8	210	42	
13.11.2018	07:00	70	710	10	215	40	14
	19:00	72	735	9,8	210	45	

Продолжение таблицы 2.2

14.11.2018	07:00	70	730	9,8	210	40	14
	19:00	73	730	9,7	210	45	
15.11.2018	07:00	70	710	9,8	210	40	14
	19:00	70	680	10	215	45	
16.11.2018	07:00	70	725	10	215	45	14
	19:00	68	685	10,5	215	57	

Таблица 2.3 – Сторона 10кВ трансформатора Т2 (зимний период)

Дата	Время	В-110	В-10	ТН-10	ТСН	t ⁰	РПН
09.11.2018	07:00	68	680	9,8	—	44	14
	19:00	70	770	9,8	—	53	
10.11.2018	07:00	70	690	10	—	48	14
	19:00	82	780	9,7	—	56	
11.11.2018	07:00	78	710	9,8	—	48	14
	19:00	75	750	9,8	—	52	
12.11.2018	07:00	65	650	9,8	—	46	14
	19:00	80	805	9,5	—	45	
13.11.2018	07:00	80	795	9,7	—	42	14
	19:00	80	780	9,6	—	47	
14.11.2018	07:00	85	765	9,6	—	42	14
	19:00	79	785	9,5	—	52	
15.11.2018	07:00	73	725	9,5	—	44	14
	19:00	78	775	10,3	—	55	
16.11.2018	07:00	83	830	9,8	—	47	14
	19:00	77	733	9,8	—	30	

Таблица 2.4 – Сторона 10кВ трансформатора Т1 (летний период)

Дата	Время	В-110	В-10	ТН-10	ТСН	t ⁰	РПН
12.07.2018	07:00	45	445	10,5	220	54	14
	14:00	43	370	10,4	220	62	
	21:00	55	345	9,8	220	60	
13.07.2018	07:00	42	380	10,3	220	54	14
	14:00	45	395	10,5	220	65	
	21:00	57	465	10,4	220	60	
14.07.2018	07:00	45	445	10,3	220	57	14
	14:00	47	400	10	220	60	
	21:00	56	530	10,4	220	58	
15.07.2018	07:00	46	450	10,2	220	54	14
	14:00	38	380	9,9	220	60	
	21:00	56	555	10,4	220	60	
16.07.2018	07:00	41	410	10,4	220	50	14
	14:00	35	330	10	220	62	
	21:00	57	555	10,4	215	60	
17.07.2018	07:00	47	535	10	220	57	14
	14:00	40	330	9,8	220	62	
	21:00	58	555	10,4	210	60	
18.07.2018	07:00	46	410	10,2	220	54	14
	14:00	43	390	9,8	220	62	
	21:00	57	550	10,5	220	62	

Таблица 2.5 – Сторона 10кВ трансформатора Т2 (летний период)

Дата	Время	В-110	В-10	ТН-10	ТСН	t ⁰	РПН
12.07.2018	07:00	38	375	10	—	38	14
	14:00	35	365	10	—	44	
	21:00	42	430	9,5	—	42	

Продолжение таблицы 2.5

13.07.2018	07:00	34	340	9,9	—	40	14
	14:00	37	400	10	—	45	
	21:00	45	455	10	—	40	
14.07.2018	07:00	35	360	10,3	—	37	14
	14:00	38	380	9,8	—	40	
	21:00	42	445	9,7	—	38	
15.07.2018	07:00	37	385	10	—	36	14
	14:00	38	380	9,8	—	42	
	21:00	44	440	9,6	—	42	
16.07.2018	07:00	36	360	10	—	44	14
	14:00	35	345	10	—	42	
	21:00	42	430	9,7	—	42	
17.07.2018	07:00	35	330	10	—	40	14
	14:00	42	400	10	—	40	
	21:00	45	485	9,6	—	40	
18.07.2018	07:00	34	355	10	—	36	14
	14:00	37	390	9,8	—	42	
	21:00	40	405	9,6	—	42	

Таблица 2.6 – Сторона 10кВ трансформатора Т1 (зимний период)

Дата	Время	ЛУТ-3	ЛУТ-4	ЛУТ-5	ЛУТ-6	ΣI
09.11.2018	07:00	105	240	40	280	665
	19:00	110	220	40	280	650
10.11.2018	07:00	100	200	40	260	600
	19:00	110	220	30	280	640
11.11.2018	07:00	100	200	25	270	595
	19:00	160	220	30	270	680

Продолжение таблицы 2.6

12.11.2018	07:00	120	200	30	260	610
	19:00	160	240	40	280	720
13.11.2018	07:00	150	240	40	280	710
	19:00	165	250	30	290	735
14.11.2018	07:00	150	250	30	300	730
	19:00	170	250	30	280	730
15.11.2018	07:00	150	240	40	280	710
	19:00	160	250	40	280	730
16.11.2018	07:00	150	245	40	290	725
	19:00	150	235	30	270	685

Таблица 2.7 – Сторона 10кВ трансформатора Т2 (зимний период)

Дата	Время	ЛУТ-8	ЛУТ-9	ЛУТ-10	ЛУТ-11	ЛУТ-13	ΣI
09.11.2018	07:00	80	290	30	190	90	680
	19:00	85	350	50	170	115	770
10.11.2018	07:00	80	300	30	170	110	690
	19:00	90	300	30	250	90	760
11.11.2018	07:00	90	285	30	230	95	730
	19:00	95	310	40	240	65	750
12.11.2018	07:00	80	270	40	200	60	650
	19:00	95	320	70	250	70	805
13.11.2018	07:00	85	320	70	250	60	785
	19:00	100	320	50	250	60	780
14.11.2018	07:00	95	310	50	250	60	765
	19:00	100	320	55	250	60	785
15.11.2018	07:00	80	300	50	240	55	725
	19:00	110	290	65	240	70	775

Продолжение таблицы 2.7

16.11.2018	07:00	100	340	70	250	70	830
	19:00	95	290	50	240	60	735

Таблица 2.8 – Сторона 10кВ трансформатора Т1 (летний период)

Дата	Время	ЛУТ-3	ЛУТ-4	ЛУТ-5	ЛУТ-6	ΣI
12.07.2018	07:00	25	30	120	270	445
	14:00	20	20	115	210	365
	21:00	50	75	120	300	545
13.07.2018	07:00	10	25	105	240	380
	14:00	20	50	115	210	395
	21:00	55	90	120	300	565
14.07.2018	07:00	20	90	115	260	485
	14:00	25	50	115	210	400
	21:00	50	80	120	280	530
15.07.2018	07:00	20	50	120	260	450
	14:00	30	50	110	200	390
	21:00	50	85	120	300	555
16.07.2018	07:00	23	30	110	250	413
	14:00	20	75	110	200	405
	21:00	50	90	125	290	555
17.07.2018	07:00	20	50	115	250	435
	14:00	20	50	120	200	390
	21:00	50	80	125	300	555
18.07.2018	07:00	20	30	120	240	410
	14:00	20	50	120	200	390
	21:00	50	80	130	290	550

Таблица 2.9 – Сторона 10кВ трансформатора Т2 (летний период)

Дата	Время	ЛУТ-8	ЛУТ-9	ЛУТ-10	ЛУТ-11	ЛУТ-13	ΣI
12.07.2018	07:00	35	135	45	120	40	375
	14:00	35	150	20	100	60	365
	21:00	40	200	20	150	20	430
13.07.2018	07:00	30	150	20	120	20	340
	14:00	30	150	60	100	60	400
	21:00	40	210	50	15	15	330
14.07.2018	07:00	40	140	50	100	20	350
	14:00	40	150	50	95	45	380
	21:00	45	190	40	140	30	445
15.07.2018	07:00	35	150	50	115	35	385
	14:00	35	150	50	95	50	380
	21:00	40	200	40	15	115	410
16.07.2018	07:00	30	150	40	120	20	360
	14:00	30	140	30	90	55	345
	21:00	40	200	20	150	20	430
17.07.2018	07:00	30	140	20	120	20	330
	14:00	40	150	50	100	60	400
	21:00	40	210	45	160	30	485
18.07.2018	07:00	35	145	40	115	20	355
	14:00	40	150	50	100	50	390
	21:00	40	180	20	150	15	405

3 Техничко-экономический расчёт

3.1 Расчет нагрузок «Уратюбе-110/35/10кВ»

На рисунке 3.1 приведена расчётная схема рассматриваемой подстанции.

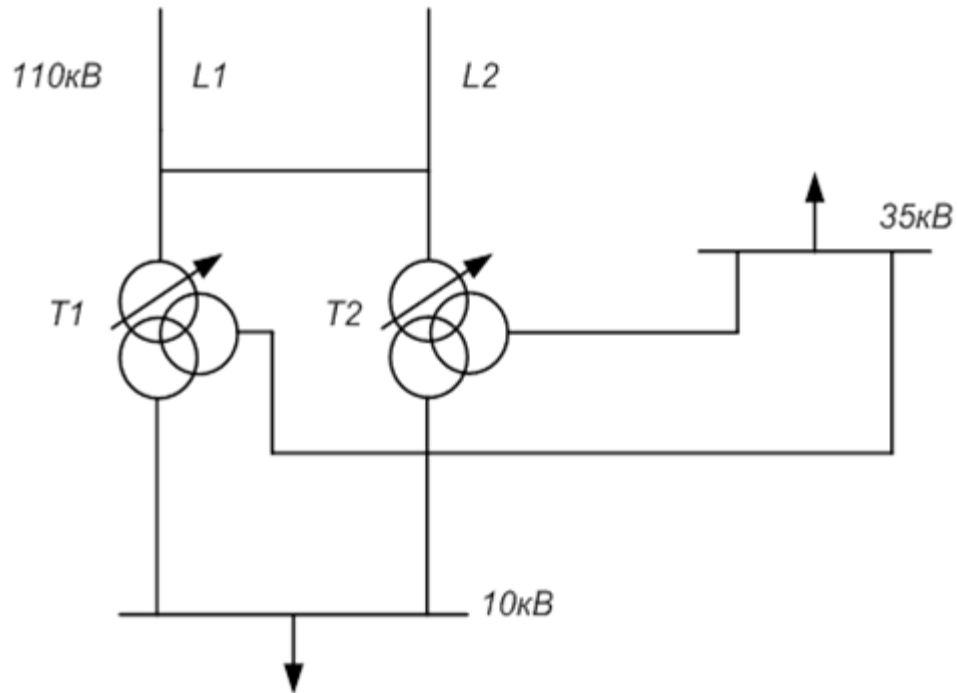


Рисунок 3.1 – Расчётная схема подстанции

Проведем расчет, опираясь на ряд известных методик [5, 14, 18 – 22] и нормативную литературу [2, 3].

3.1.1 Полная мощность на стороне 10 кВ

$$S_M^{НН} = \frac{P_M}{\cos\varphi} = \frac{15,65}{0,9} = 17,4 \text{ МВА}, \quad (3.1)$$

где активная мощность равна

$$P_M^{НН} = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I \cdot \cos\varphi = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1005 \cdot 0,9 = 15,65 \text{ МВт} \quad (3.2)$$

3.1.2 Полная мощность на стороне 35 кВ

$$S_M^{СН} = \frac{P_M}{\cos\varphi} = \frac{20,6}{0,87} = 23,68 \text{ МВА}, \quad (3.3)$$

где активная мощность равна

$$P_M^{СН} = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos\varphi = 1,73 \times 35 \times 391 \times 0,87 = 20,6 \text{ МВт} \quad (3.4)$$

3.1.3 Реактивная мощность стороны 10 кВ

$$Q_M^{HH} = \sqrt{(S_M^{HH})^2 - (P_M^{HH})^2} = \sqrt{17,4^2 - 15,65^2} = 7,6 \text{ МВАР} \quad (3.5)$$

3.1.4 Реактивная мощность стороны 35 кВ

$$Q_M^{CH} = \sqrt{(S_M^{CH})^2 - (P_M^{CH})^2} = \sqrt{23,68^2 - 20,6^2} = 11,68 \text{ МВАР} \quad (3.6)$$

3.1.5 Мощности подстанции по стороне 110кВ

$$P_M^{BH} = P_M^{HH} + P_M^{CH} = 15,65 + 20,6 = 36,25 \text{ МВАР} \quad (3.7)$$

$$Q_M^{BH} = Q_M^{HH} + Q_M^{CH} = 7,6 + 11,68 = 19,28 \text{ МВАР}$$

(3.8)

$$S_M = \sqrt{(P_M^{BH})^2 + (Q_M^{BH})^2} = \sqrt{36,25^2 + 19,28^2} = 41 \text{ МВА} \quad (3.9)$$

3.2 Расчет энергии, потребляемой за год

На основе имеющихся сведений о нагрузках подстанции рассчитаем количество электроэнергии, потребляемой в год.

3.2.1 Количество электроэнергии, потребляемой за сутки в зимний период

$$W_{3C}^{HH} = P_1 t_1 + P_2 t_2 + P_3 t_3 + P_4 t_4 + P_6 t_6 = 7,7 \times 7 + 8 \times 14 + 8,3 \times 17 + 7,7 \times 20 + 5,95 \times 22 + 6 \times 24 = 735,9 \text{ МВт}\cdot\text{час.} \quad (3.10)$$

$$W_{3C}^{CH} = P_1 t_1 + P_2 t_2 + P_3 t_3 + P_4 t_4 + P_5 t_5 + P_6 t_6 = 5,95 \times 8 + 3,5 \times 14 + 4,53 \times 18 + 7 \times 20 + 5,25 \times 22 + 3,5 \times 24 = 47,6 + 49 + 81,6 + 140 + 115,5 + 84 = 517,7 \text{ МВт}\cdot\text{час.} \quad (3.11)$$

3.2.2 Количество электроэнергии, потребляемой за сутки в летний период

$$W_{ЛС}^{CH} = P_7 t_7 + P_8 t_8 + P_9 t_9 + P_{10} t_{10} + P_{11} t_{11} + P_{12} t_{12} = 6,15 \times 8 + 5,8 \times 14 + 6 \times 18 + 6,35 \times 20 + 5,3 \times 22 + 4,8 \times 24 = 597,2 \text{ МВт}\cdot\text{час.} \quad (3.12)$$

$$W_{ЛС}^{HH} = P_7 t_7 + P_8 t_8 + P_9 t_9 + P_{10} t_{10} + P_{11} t_{11} = 6,3 \times 8 + 4,55 \times 14 + 7 \times 18 + 5,95 \times 20 + 4,655 \times 23 = 50,4 + 63,7 + 126 + 119 + 107 = 466 \text{ МВт}\cdot\text{час.} \quad (3.13)$$

3.2.3 Объём электроэнергии, потребляемой за весь год

$N_3 = 120$ – количество зимних суток;

$N_L = 245$ – количество летних суток;

$$W_{\text{ГОД}} = W_{3C}N_3 + W_{LC}N_L \text{ МВт час.} \quad (3.14)$$

$$W_{\text{ГОД}}^{\text{НН}} = W_{3C}^{\text{НН}}N_3 + W_{LC}^{\text{НН}}N_L = 735,9 \times 120 + 597,2 \times 245 = 88308 + 146314 = 234622 \text{ МВт} \cdot \text{час.} \quad (3.15)$$

$$W_{\text{ГОД}}^{\text{СН}} = W_{3C}^{\text{СН}}N_3 + W_{LC}^{\text{СН}}N_L = 517,7 \times 120 + 466 \times 245 = 62124 + 114170 = 176295 \text{ МВт} \cdot \text{час.} \quad (3.16)$$

3.3 Длительность максимальной нагрузки

$$T_M = \frac{W_{\text{ГОД}}}{P_M}, \text{ час.} \quad (3.17)$$

$$T_{M,\text{СН}} = \frac{W_{\text{Г,СН}}}{P_{M,\text{СН}}} = \frac{176295}{20,6} = 8558, \text{ час.} \quad (3.18)$$

$$T_{M,\text{НН}} = \frac{W_{\text{Г,НН}}}{P_{M,\text{НН}}} = \frac{234622}{15,65} = 14991,82, \text{ час.} \quad (3.19)$$

$$T_{M,\text{НН}} = \frac{P_{M,\text{СН}} T_{M,\text{СН}} + P_{M,\text{НН}} T_{M,\text{НН}}}{P_{M,\text{СН}} + P_{M,\text{НН}}} = \frac{20,6 * 8558 + (15,65 * 14991,82)}{20,6 + 15,65} = 11335,6, \text{ час.} \quad (3.20)$$

3.4 Продолжительность работы в режиме максимальной нагрузки

Количество часов в году: $T=8760$ часов.

Продолжительность работы в режиме максимальной нагрузки рассчитываем для каждой стороны напряжения.

$$\tau = 0,124 + \frac{T_M}{10000}^2 T, \text{ час.} \quad (3.21)$$

Сторона среднего напряжения (СН):

$$\tau_{\text{СН}} = 0,124 + \frac{8558}{10000}^2 * 8760 = 8410 \text{ час.} \quad (3.22)$$

Сторона низкого напряжения (НН):

$$\tau_{\text{НН}} = 0,124 + \frac{14991,82}{10000}^2 * 8760 = 23080 \text{ час.} \quad (3.23)$$

Сторона высокого напряжения (ВН):

$$\tau_{\text{ВН}} = 0,124 + \frac{11335,6}{10000}^2 * 8760 = 13853,5 \text{ час.} \quad (3.24)$$

3.5 Выбор трансформаторов

Выбор трансформаторов будем производить на основе максимально допустимой мощности $S_{\max,ВН}$ и степени ϵ загрузки. $S_{\max,ВН}$.

По данным расчета следует, что $S_{\max,ВН} \geq 41,06 \text{ МВА}$. Из нормативных документов известно, что трансформаторы выбираются с учетом загрузки на 0,7 от номинала:

$$S_{\text{НОМ.Т}} = 0,7 \times S_{\text{М}}^{\text{ВН}} = 0,7 \times 41,6 = 28,74 \text{ МВА.} \quad (3.25)$$

По справочнику выбираем две модели трансформатора ближайшей большей мощности:

ТДТН-25000/110/35/10;

ТДТН-40000/110/35/10.

Таблица 3.1 – Технические параметры трансформаторов

Тип	S _{НОМ} МВА	U, кВ			P _к , кВт В-Н	P _{хх} , кВт	U _к , %			I _{хх} , %
		ВН	СН	НН			В-С	В-Н	С-Н	
ТДТН- 25000/ 110	25	115	38,5	10,5	140	28,5	10,5	17,5	6,5	0,7
ТДТН- 40000/ 110	40	115	38,5	10,5	200	39	10,5	17,5	6,5	0,6

3.5.1 Потери электроэнергии в ТДТН-25000/110/35/10

3.5.1.1 Коэффициент аварийной перегрузки

$$K_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\max}}{S_{\text{НОМ}}}; K_{\text{п.ав}} = \frac{41060}{25000} = 1,64 \quad (3.26)$$

Очевидно, что данный трансформатор ТДТН-25000/110 не соответствует критерию :

$$K_{\text{п.ав}} = 1,64 > K_{\text{доп}} = 1,4 \quad (3.27)$$

3.5.1.2 Потери мощности

$$P_{\text{к.в.}} = P_{\text{к.с.}} = P_{\text{к.н.}} = 0,5 \times 140 = 70 \text{ кВт} \quad (3.27)$$

3.5.1.3 Потери электроэнергии

$$\begin{aligned}
\Delta W_T^{2B} &= N \cdot \Delta P_{XX} \cdot T_{\text{ВКЛ}} + \Delta P_K^B \cdot \frac{S_{\text{max}}^B}{n \cdot S_{\text{НОМАТ}}}^2 \cdot \tau_B + \Delta P_K^C \cdot \frac{S_M^C}{n \cdot S_{\text{НОМАТ}}}^2 \cdot \tau_B \\
&\quad + \Delta P_K^C \cdot \frac{S_M^C}{n \cdot S_{\text{НОМАТ}}}^2 \cdot \tau_H = \\
&= 2 \cdot 28,5 \cdot 8760 + 140 \cdot \frac{41,06}{25}^2 \cdot 13853,5 + 140 \cdot \frac{23,68}{25}^2 \cdot 23080 + \\
140 \cdot \frac{17,4}{25}^2 \cdot 8410 &= 8950735,9, \text{ кВт}\cdot\text{час} \quad (3.28)
\end{aligned}$$

3.5.2 Потери электроэнергии в ТДТН-40000/110/10

3.5.2.1 Коэффициент аварийной перегрузки.

$$K_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}}; K_{\text{п.ав}} = \frac{41060}{4000} = 1,02 \quad (3.29)$$

ТДТН-40000/110/10 удовлетворяет условию:

$$K_{\text{п.ав}} = 1,02 < K_{\text{доп}} = 1,4 \quad (3.30)$$

Поскольку при авариях можно отключить потребитель III категории, то для последующего проектирования выберем этот вариант трансформатора.

3.5.2.2 Потери мощности

$$P_{\text{к.в}} = P_{\text{к.с}} = 0,5 \times P_{\text{к.вн-сн}} = 0,5 \times 200 = 100 \text{ кВт}.$$

3.5.2.3 Потери электроэнергии

$$\begin{aligned}
\Delta W_T^{1B} &= N \cdot \Delta P_{XX} \cdot T_{\text{ВКЛ}} + \Delta P_K^B \cdot \frac{S_{\text{max}}^B}{n \cdot S_{\text{НОМТ}}}^2 \cdot \tau_B + \Delta P_K^C \cdot \frac{S_M^C}{n \cdot S_{\text{НОМТ}}}^2 \cdot \tau_C + \\
\Delta P_K^H \cdot \frac{S_m^H}{n \cdot S_{\text{НОМТ}}}^2 \cdot \tau_H &= \\
&= 2 \cdot 39 \cdot 8760 + 200 \cdot \frac{41,06}{40}^2 \cdot 13853,5 + 200 \cdot \frac{23,68}{40}^2 \cdot 23080 + \\
200 \cdot \frac{17,4}{40}^2 \cdot 8410 &= 2 \cdot 341640 + 2919492,824 + 1617741,824 + \\
318276,45 &= 2 \cdot 5197151,098 = 10394302, \text{ кВт}\cdot\text{час} \quad (3.30)
\end{aligned}$$

3.6 Расчет приведенных затрат на покупку и эксплуатацию новых трансформаторов

3.6.1 Затраты на потери электрической энергии

$C_{\text{п}} = \beta \cdot \Delta W_{\text{ТР}}$ – стоимость потерь энергии в трансформаторах,

где $\beta = 0,11$ руб/кВт час – стоимость потерь электроэнергии (по данным ОАХК «Барки Точик»).

ТДТН-25000/ 110:

$$C_{\Pi} = 0,11 * 16739661 = 984,6 \text{тыс. руб} \quad (3.31)$$

ТДТН-40000/ 110:

$$C_{\Pi} = 0,11 * 1136451 = 1143,4 \text{тыс. руб} \quad (3.32)$$

3.6.2 Капитальные затраты

Таблица 3.1 – Стоимость оборудования

Вид оборудования	Стоимость единицы оборудования, тыс.руб	ТДТН-25000/ 110		ТДТН-40000/ 110	
		Кол-во	Общая стоимость Тys. руб	Кол-во	Общая стоимость Тys. руб
ТДТН-25000/110	810	2	1620	—	—
ТДТН-40000/110	1170	—	—	2	2340
Ячейка ОРУ-110	450	2	900	2	900
Ячейка ОРУ-35	99	9	891	9	891
КРУ-10	33,48	20	669,6	20	669,6
K_{Σ}	—	—	4080,6	—	4800,6

3.6.3 Стоимость отчислений на амортизацию ремонт и обслуживание

$$C_{a,p,o} = \frac{\rho_{AP0}}{100\%} \cdot K, \quad (3.33)$$

где $\rho_{AP0} = 9,4\%$ – норма амортизационных отчислений от капитальных затрат и эксплуатацию;

K – величина капитальных вложений (табл.3.1).

Для трансформатора типа ТДТН-25000/ 110/35/10:

$$C_A = \frac{9,4}{100\%} \times 4080,6 = 383,57 \text{тыс. руб.} \quad (3.34)$$

Для трансформатора типа ТДТН-40000/110/35/10:

$$C_A = \frac{9,4}{100\%} \times 4800,6 = 451,25 \text{тыс. руб.} \quad (3.35)$$

3.6.4 Приведённые затраты

$$Z = \rho_H K + C_A + C_{\Pi}, \quad (3.36)$$

где $\rho_H = 0,125$ – нормативный коэффициент экономической эффективности.

Для трансформатора типа ТДТН-25000/ 110/35/10:

$$З = 0,125 * 4080,6 + 383,57 + 984,6 = 1878,245 \text{ тыс. руб.} \quad (3.37)$$

Для трансформатора типа ТДТН-40000/ 110/35/10:

$$З = 0,125 * 4080,6 + 451,25 + 1143,4 = 2194,725 \text{ тыс. руб.} \quad (3.38)$$

Очевидно, что приведённые затраты на покупку и эксплуатацию трансформатора типа ТДТН-25000/110/35/10 меньше по сравнению с трансформатором типа ТДТН-40000/110/35/10. Однако первый тип трансформатора не соответствует критерию проверки по перегрузке. Поэтому дальнейшие расчеты по реконструкции подстанции «Уратюбе-110/35/10кВ» будем проводить для трансформатора типа ТДТН-40000/110/35/10.

4 Определение величины токов короткого замыкания (КЗ)

Расчет токов короткого замыкания проведем, используя расчетную схему подстанции (рис.4.1).

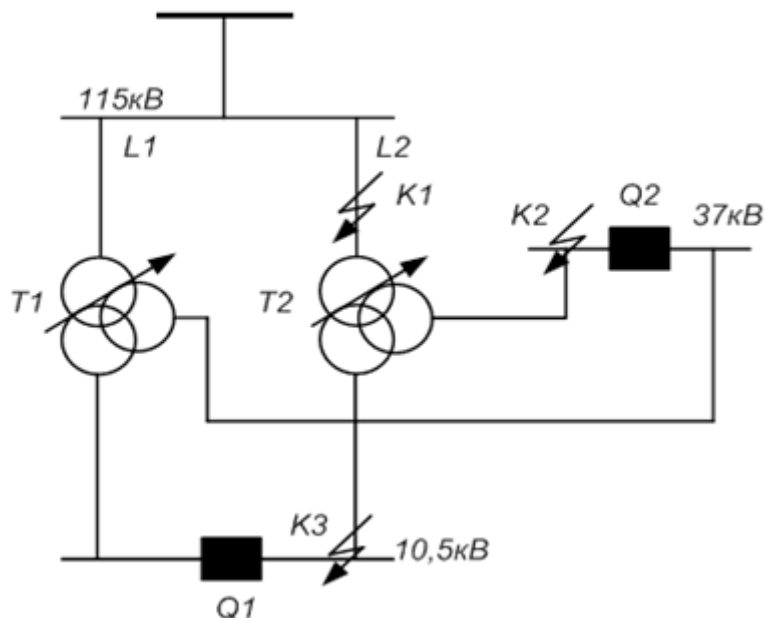


Рисунок 4.1 – Расчетная схема

Схема замещения согласно принятым рекомендациям [15, 16] будет иметь вид, представленный на рисунке 4.2.

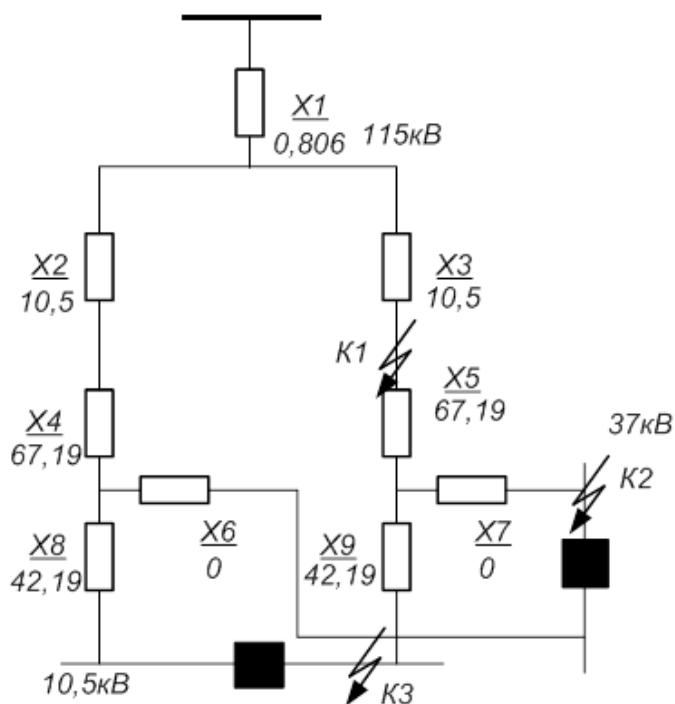


Рисунок 4.2 – Схема замещения

4.1 Расчет будем проводить в относительных единицах (о.е.), для чего зададимся величинами, называемые базисными.

$S_B = 1000\text{MVA}$ – базисная мощность.

$U_{B1} = 115\text{кВ}$, $U_{B2} = 37\text{кВ}$, $U_{B3} = 10,5\text{кВ}$ – базисные напряжения.

$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_B}$ – базисный ток расчетной ступени КЗ.

Соответственно:

$$I_{B1} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{B3}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ кА}, \quad (4.1)$$

$$I_{B2} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{B2}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 156 \text{ кА},$$

(4.2)

$$I_{B3} = \frac{S_{G1}}{\sqrt{3}U_{G1}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 550 \text{ кА}. \quad (4.3)$$

4.2 Рассчитаем в о.е. сопротивления, входящие в состав схемы замещения

4.2.1 Индуктивное сопротивление энергетической системы

$$X_1 = \frac{s_6}{s_{кз}} = \frac{10000}{8000} = 1,2. \quad (4.4)$$

4.2.2 Индуктивное сопротивление линии электропередачи

$$X_2 = X_3 = I \cdot x_0 \cdot \frac{S_B}{U_{Cp}^2} = 40,1 \cdot 0,4 \cdot \frac{10000}{115^2} = 12. \quad (4.5)$$

4.2.3 Сопротивления обмоток трансформатора

$$X_{ТВ}\% = 0,5 u_{кВ-С}\% + u_{кВ-Н}\% - u_{кС-Н}\% = 0,5 \cdot 10,5 - 17,5 - 6,5 = 10,75\%. \quad (4.6)$$

$$X_{ТС}\% = 0,5 u_{кВ-С}\% + u_{кС-Н}\% - u_{кВ-Н}\% = 0,5 \cdot 10,5 + 6,5 - 17,5 = -0,5 \approx 0. \quad (4.7)$$

$$X_{ТН}\% = 0,5 u_{кВ-Н}\% + u_{кС-Н}\% - u_{кВ-С}\% = 0,5 \cdot 17,5 + 6,5 - 10,5 = 6,75\%. \quad (4.8)$$

$$X_4 = X_3 = \frac{X_{ТВ}\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{10000}{40} = 27. \quad (4.9)$$

$$X_7 = X_6 = 0. \quad (4.10)$$

$$X_8 = X_9 = \frac{X_{ТН}\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{40} = 17 \quad (4.11)$$

4.2.4 Упростим исходную схему (рис.4.2). Так как, выключатели Q_1 и Q_2 отключены, то сопротивления X_2, X_4, X_6 и X_8 – не учитываются. Упрощенная схема будет иметь следующий вид (рис.4.3).

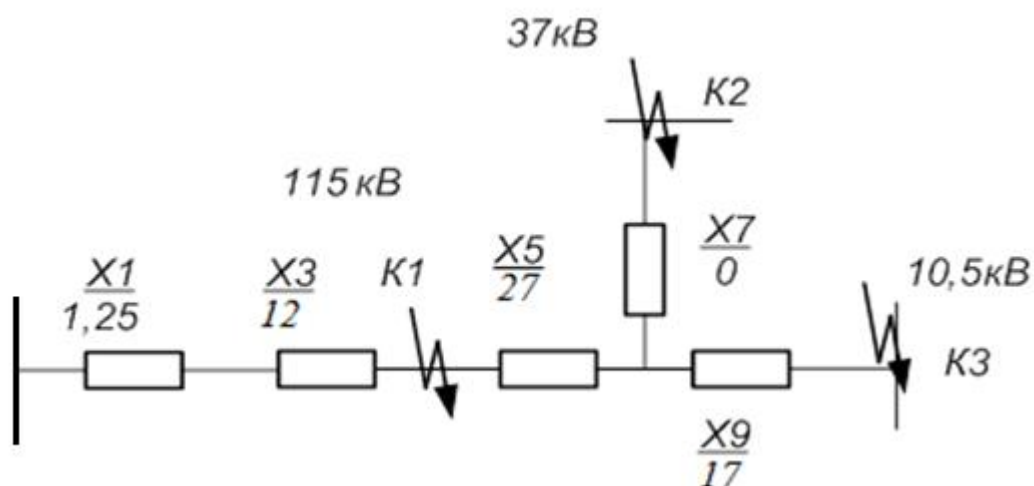


Рисунок 4.3 – Преобразованная схема замещения

4.2.5 Пользуясь правилами преобразования электрических схем, упростим схему замещения (рис. 4.3): относительно $K1$:

$$X_{рез1} = X_1 + X_3 = 1,25 + 12 = 13,25. \quad (4.12)$$

4.2.6 Проведем преобразование относительно точки $K2$:

$$X_{рез2} = X_1 + X_3 + X_5 + X_7 = 1,25 + 12 + 0 = 40,25. \quad (4.13)$$

4.2.7 Проведем преобразование относительно точки $K3$:

$$X_{рез3} = X_{рез1} + X_5 + X_9 = 1,25 + 12 + 27 + 17 = 57,25. \quad (4.14)$$

4.3 Расчет токов $K3$

4.3.1 Периодическая составляющая тока $K3$ в момент возникновения замыкания

В точке $K1$:

$$I_{ПО} = \frac{E_C^{\Pi}}{X} \cdot I_{Б1} = \frac{1 \cdot 50,2}{13,25} = 3,8 \text{ кА}. \quad (4.15)$$

В точке $K2$:

$$I_{ПО} = \frac{E_C^{\Pi}}{X_{рвз}} \cdot I_{Б2} = \frac{1 \cdot 156}{40,25} = 3,9 \text{ кА}. \quad (4.16)$$

В точке КЗ:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E_C^{\text{II}}}{X_{\text{рвз}}} \cdot I_{\text{БЗ}} = \frac{1,550}{57,25} = 9,6 \text{ кА.} \quad (4.17)$$

Здесь $E_C^{\text{II}} = 1$ – сверхпереходная ЭДС источника в относительных единицах.

4.3.2 Мгновенные пиковые значения ударного тока КЗ

$$i_y = \bar{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot K_y, \quad (4.18)$$

где K_y – ударный коэффициент, зависящий от удаленности точки КЗ по отношению к источнику питания. K_y берем из справочной литературы по расчету токов КЗ.

Ударный ток КЗ в точке К1:

$$i_y = \bar{2} \cdot 3,9 \cdot 1,82 = 10 \text{ кА} . \quad (4.19)$$

Ударный ток КЗ в точке К2:

$$i_y = \bar{2} \cdot 3,8 \cdot 1,608 = 8,6 \text{ кА} . \quad (4.20)$$

Ударный ток КЗ в точке К3:

$$i_y = \bar{2} * 9,6 * 1,82 = 24,6 \text{ кА.} \quad (4.21)$$

4.3.3 Среднее квадратичное значение ударного тока КЗ находим по формуле:

$$i_y = I_{\text{ПО}} \sqrt{1 + 2 K_y - 1}^2 \quad (4.22)$$

Среднее квадратичное значение ударного тока КЗ в точке К1:

$$I_y = 3,9 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot 1,608 - 1}^2 = 5 \text{ кА.} \quad (4.23)$$

Среднее квадратичное значение ударного тока КЗ в точке К2:

$$I_y = 3,9 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot 1,82 - 1}^2 = 6 \text{ кА.} \quad (4.24)$$

Среднее квадратичное значение ударного тока КЗ в точке К3:

$$I_y = 9,6 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot 1,82 - 1}^2 = 14,7 \text{ кА.} \quad (4.25)$$

4.3.4 Значения токов для произвольного времени переходного процесса КЗ

Для точки К1:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = 1,41 \cdot 3,8 \cdot 0,44 = 2,36 \text{кА}. \quad (4.26)$$

Здесь T_a – постоянная времени затухания аperiodического переходного процесса, зависящая от расположения точки КЗ по отношению к источнику питания. Это – справочный параметр. Для данной точки КЗ принимаем $T_a = 0,3$ с. Время переходного процесса зависит от собственного времени срабатывания выключателя $t_{св}$:

$$\tau = t_{св} + 0,01 = 0,035 + 0,01 = 0,45, \text{с}. \quad (4.27)$$

Значение показательной функции $e^{-\frac{\tau}{T_a}}$ равно:

$$e^{-\frac{\tau}{T_a}} = e^{-\frac{0,45}{0,3}} = 0,44. \quad (4.28)$$

Для точки К2:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = 1,41 \cdot 3,9 \cdot 0,42 = 2,3 \text{кА}. \quad (4.29)$$

где $T_a = 0,5$ с;

$$e^{-\frac{\tau}{T_a}} = e^{-\frac{0,45}{0,5}} = 0,38. \quad (4.30)$$

Для точки К3:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = 1,41 \cdot 9,6 \cdot e^{-\frac{0,004}{0,05}} = 6,1 \text{кА} \quad (4.31)$$

4.3.5 Тепловой импульс квадратичного тока КЗ находится по формуле:

$$W_K = I_{п0}^2 \times t_{отк} + T_A, \text{кА}^2\text{с}, \quad (4.32)$$

где $t_{откл} = t_{рз} + t_{св}$ – расчетное время отключения КЗ.

Исходя из времени срабатывания релейной защиты, принимаем:

$$t_{откл} = 1,1 \text{с}.$$

Тепловой импульс для точки К1:

$$W_K = I_{п0}^2 \times t_{откл} + T_A = 3,8^2 \times 1,1 + 0,03 = 14,44 \times 1,3 = 16,3, \text{кА}^2\text{с}. \quad (4.33)$$

Тепловой импульс для точки К2:

$$W_K = I_{п0}^2 \times t_{откл} + T_A = 3,9^2 \times 1,1 + 0,03 = 15,21 \times 1,3 = 17,2, \text{кА}^2\text{с}. \quad (4.34)$$

Тепловой импульс для точки К3:

$$B_k = I_{no}^2 \times t_{omkl} + T_a = 9,6^2 \times 1,1 + 0,03 = 92, \times 1,13 = 104,14, \text{ кА}^2\text{с}. \quad (4.35)$$

Таблица 4.1 – Сводная таблица токов короткого замыкания

Место КЗ	U_{cp} , кВ	I_{σ} , кА	I_{no} , кА	$i_{y\partial}$, кА	I_y , кА	$\tau_{a\tau}$, с	B_k , кА ² с
К1	115	50,2	3,8	8,6	5	2,36	16,3
К2	37	156	3,9	10	6	2,3	17,2
К2	10,5	550	9,6	24,6	14,7	6,1	104,14

5 Выбор аппаратов первичной цепи

5.1 Аппараты стороны 110кВ

Рабочий ток:

$$I_p = \frac{S_T \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210,2 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{раб макс}} = 1,4 \cdot I_{\text{раб}} = 1,4 \cdot 210,2 = 294,3 \text{ А.} \quad (5.2)$$

5.1.1 Выбор выключателя и разъединителя

а) Для стороны ВН предварительно выбираем выключатель элегазового типа: ВГБУ-110 П-40/2000 У1. Это – баковый выключатель, заполненный элегазом. Такие коммутационные устройства функционируют по следующему принципу. При размыкании контактов выключателя элегаз под давлением подается через контакты выключателя в зону горения дуги. Являясь электроотрицательным газом, элегаз в зоне дуги обеспечивает быструю деионизацию плазмы [10, 12].

По нагреву в продолжительном режиме ВГБУ-110 соответствует требованиям нормативных документов.

Данная модель силового выключателя характеризуется рядом достоинств. Например, это:

- Повышенная безопасность персонала из-за заземления резервуара;
- Высокая сейсмическая устойчивость из-за низко расположенного центра тяжести;
- Простота обслуживания;
- Максимальная надежность из-за простоты конструкции;
- Простота монтажа из-за блочно модульного принципа сборки;
- Большой срок службы (порядка 30 лет).

б) Для создания видимого разрыва в силовых цепях выбираем разъединитель типа: РГП-110/1250. УХЛ1 [13].

в) Проверку выбранных коммутационных аппаратов проведем в табличной форме.

Таблица 5.1 – Проверка правильности выбора выключателя и разъединителя

№	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
			ВГБУ-110 П-40/2000 У1	РГП-110/1250 УХЛ1
1	$U_{\text{сет.ном}} \leq U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=126\text{кВ}$	110кВ
2	$I_{\text{р.макс}} \leq I_{\text{ном}}, \text{кА}$	294,3 кА	2000 кА	1000 кА
3	$I_{n,\tau} \leq I_{\text{откл.ном}}, \text{кА}$	2,36 кА	40кА	-
4	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.с.}}, \text{кА}$	3,8 кА	50 кА	31,5 кА
5	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с.}}, \text{кА}$	8,6 кА	125 кА	80 кА
6	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	16,3 кА ² ·с	$50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка по отключающей способности:

$$i_a = \bar{2} \cdot I_{\text{отк}} \cdot \frac{\beta}{100} = \bar{2} \cdot 40 \cdot \frac{36}{100} = 20,36 \text{кА} \leq 40 \text{кА}. \quad (5.3)$$

5.1.2 Подбор трансформаторов тока (ТТ)

Для согласования первичной и вторичной цепи на стороне 110кВ выбираем трансформатор тока типа ТФЗМ-110-У1.

Таблица 5.2 – Технические характеристики ТТ

Тип ТТ	U_n , кВ	Ном. ток, А		Z_2 , ВА	Динамическая стойкость		Термическая стойкость		
		$I_{1\text{ном}}$	$I_{2\text{ном}}$		K_d	$i_{\text{дин}}$	K_m	I_m	t_m
ТФЗМ-110	110	300	5	60	16	–	–	20	3

Таблица 5.2 – Проверка правильности выбора ТТ

Расчетные данные	Каталожные данные ТФЗМ110-У1
$U=110\text{кВ}$	$U=110\text{кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} = 294,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$
$B_K = 16,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 20^2 \times 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

К вторичной обмотке измерительного ТТ планируется подключение амперметра (тип Э-335, мощность $S_{\text{приб}} = 0,5\text{ВА}$) и токовых катушек двух счетчиков активной и реактивной энергии. Схема соединения вторичной цепи ТТ показана на рис.5.1.

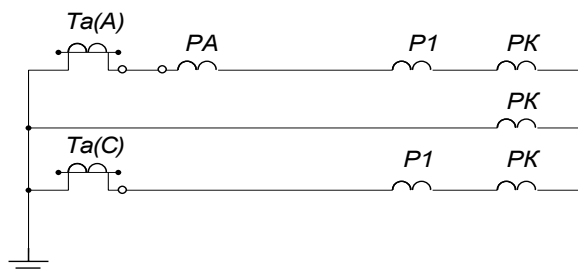


Рисунок 5.1 – Схема соединения вторичной цепи ТТ

5.1.3 Шины открытого распределительного устройства (ОРУ) 110кВ

Для соединения аппаратов ОРУ 110кВ будем использовать гибкие шины. В правилах устройства электроустановок (ПУЭ) говорится, что шины в пределах РУ выбираются по допустимому току с учетом минимального сечения по коронированию. Критерий правильности выбора сечения провода:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р,макс}} \cdot \quad (5.4)$$

Для гибких шин будем использовать провод марки: АС – 95/18 с диаметром $d = 18\text{мм}^2$. Проверяем шины по допустимому току:

$$I_{\text{доп}} = 330\text{А} > I_{\text{р,макс}} = 294,3 \text{ А}.$$

Проверку на сжестывание проводить не будем, так как $I_{\text{по}} \leq 20\text{кА}$.

В качестве минимального принимаем сечение 95 мм², которое проверим по условию коронирования. Учитывая, что на ОРУ-110кВ расстояние между проводами меньше, чем на воздушных линиях, то проведем соответствующий расчет.

Начальная критическая напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3\text{м} \cdot 1 + \frac{0,299}{r_0}, \quad (5.5)$$

где $m = 0,82$ – коэффициент, учитывающий качество поверхности провода; r_0 – радиус провода:

$$r_0 = \frac{d_0}{2} = \frac{18}{2} = 9 \text{ мм} = 0,9 \text{ см.} \quad (5.6)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot 1 + \frac{0,299}{0,9} = 24,846 \cdot 1 + \frac{0,299}{0,948} = 32,7 \text{ кВ/см.} \quad (5.7)$$

Напряженность электрического поля вокруг нерасщепленного провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot I g \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 126}{0,9 \cdot I g \frac{378}{0,9}} = \frac{44,604}{0,9 \cdot 6} = 8,26 \text{ кВ/см,} \quad (5.8)$$

где $U=126 \text{ кВ}$ – максимальное линейное напряжение гибкой шины;

$D_{cp} = 1,26 \text{ Д} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}$ – среднее геометрическое расстояние между фазами;

$D = 300 \text{ см}$ – расстояние между ближайшими фазными проводами.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого из них не превышает $0,9 \cdot E_0$.

Условие образования короны можно записать в виде:

$$1,07E \leq 0,9E_0. \quad (5.9)$$

Выполним подстановку значений из (5.7) и (5.8) в формулу (5.9):

$$1,07 \cdot 8,26 = 8,84 \leq 0,9 \cdot 32,7 = 29,43.$$

Провод АС-95/18 проходит проверку по условию коронирования, т.к. данное неравенство – истинно.

5.1.4 Для крепления проводов на опоры выбираем 8 штук подвесных изоляторов типа ПС-70Д.

5.1.5 Для защиты изоляции оборудования на стороне 110кВ будем использовать ограничители перенапряжений ОПН-110У1 [6, 7].

5.2 Оборудование для стороны 35кВ

Величина рабочего тока (максимальный рабочий ток линии 35 кВ):

$$I_p = I_{p, \text{ макс}} = \frac{S_{\text{нагр}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{20,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 340 \text{ А.} \quad (5.10)$$

4.2.1 Выбор коммутационных аппаратов на стороне 35кВ

Для всех видов коммутаций на стороне 35 кВ выбираем вакуумный выключатель типа ВВК-35Б-20 [10, 12].

Для создания видимого разрыва в силовой цепи 35 кВ выбираем разъединитель типа РНДЗ-2-35/1000 У 1 [13].

Таблица 5.3 – Проверка правильности выбора выключателя и разъединителя на стороне 35 кВ

№	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
			ВВК-35Б-20	РНДЗ-2-35/1000У 1
1	$U_{\text{сет.ном}} \leq U_{\text{ном}}$, кВ	35 кВ	35 кВ	35 кВ
2	$I_{\text{р.макс}} \leq I_{\text{ном}}$, кА	340 кА	1000 кА	1000 кА
3	$I_{n,\tau} \leq I_{\text{откл.ном}}$, кА	2,3 кА	20 кА	-
4	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.с}}$ кА	3,9 кА	31,5 кА	40 кА
5	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$ кА	6 кА	64 кА	63 кА
6	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$ кА ² ·с	17,2 кА ² ·с	25 ² ·4=2500	16 ² ·4=1024

Контроль отключающей способности:

$$i_a = \bar{2} \cdot I_{\text{отк}} \cdot \frac{\beta}{100} = \bar{2} \cdot 11,1 \cdot \frac{25}{100} = 3,92 \text{ кА.} \quad (5.11)$$

5.2.3 Выбор трансформаторов тока

На стороне 35 кВ можно использовать трансформатор тока типа ТФЗМ-35-У1 [12].

Таблица 5.4 – Технические характеристики трансформатора тока

Тип ТТ	U_n , кВ	Ном. ток, А		Z_2 , Ом	Динамическая стойкость		Термическая стойкость		
		$I_{1\text{ном}}$	$I_{2\text{ном}}$		K_d	$i_{\text{дин}}$	K_m	I_m	t_m
ТФЗМ-35-У1 400/5	35	400	5	2,0	-	63	-	10	3

Проверку правильности выбора проведем в табличной форме.

Таблица 5.5 – Проверка правильности выбора ТФЗМ35-У1 400/5

Расчетные данные	Каталожные данные ТФЗМ-35-У1
$U=35кВ$	$U=35кВ$
$I_{раб.макс} = 340 А$	$I_{ном} = 400 А$
$i_{уд} \leq i_{дин}$	$10кА \leq 11,8кА$
$B_k = 17,2 кА^2с$	$10^2 \cdot 3 = 300 кА^2с$

Для проверки ТФЗМ-35-У1 по классу точности рассмотрим схему соединения вторичных цепей трансформатора тока, установленного на стороне 35кВ (рис. 5.2).

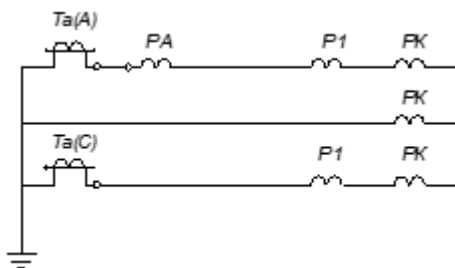


Рисунок 5.2 – Схема соединения вторичных цепей ТФЗМ35-У1 400/5

Трансформатор тока пройдет по классу точности при выполнении условия:

$$R_{кат} \geq R_{конт} + R_{приб} + R_{пров} \quad (5.12)$$

Здесь $R_{конт}$ – сопротивление переходных контактов, Ом:

$$R_{конт} = 0,1 \text{ Ом.} \quad (5.13)$$

$R_{приб}$ – сопротивление приборов наиболее нагруженной фазы:

$$R_{приб} = \frac{S_a}{I_{2тт}^2} = \frac{1,3}{25} = 0,025 \text{ Ом.} \quad (5.14)$$

Минимально возможное сопротивление проводов:

$$R_{пров} = \frac{S_a}{I_{2тт}^2} = \frac{1,3}{25} = 0,052 \text{ Ом,} \quad (5.15)$$

где S_a – мощность наиболее загруженной фазы, В·А.

$I_{2тт}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, А.

Таблица 5.6 – Вторичная нагрузка ТТ

Обозначение	Тип прибора	Нагрузка по фазам	
		S_a , ВА	S_c , ВА
PI ,PK	ПСЧ-4АР.05.2	0,3	0,3
РА	Э8021	0,5	
PW	Д-335	0,5	0,3
Результирующая мощность, ВА		1,3	0,6

$R_{кат} = Z_2 = 2 \text{ Ом}$ – номинальное сопротивление нагрузки выбранного трансформатора тока.

Условие (5.12) будет выполняться, если сопротивление проводов не будет превышать следующего значения:

$$R_{пров} = R_{кат} - R_{конт} - R_{приб} = 2,0 - 0,052 - 0,1 = 1,848 \text{ Ом}, \quad (5.16)$$

Определим минимально допустимое сечение кабеля, при использовании которого будет выполняться условие (5.16).

Расчётная длина проводов

$$l_{расч} = K_{сх} \cdot l = 1,73 \cdot 40 = 69,2 \text{ м}. \quad (5.17)$$

Здесь $K_{сх}$ – коэффициент схемы, зависящий от способа подключения ТТ. $l = 40\text{м}$ – расстояние между ОРУ и местом, где установлены измерительные приборы.

Наименьшее возможное сечение проводов для подключения приборов:

$$F = \frac{l_{расч} \cdot \rho}{R_{пров}} = \frac{69,0 \cdot 0,0283}{1,848} = 1,05 \text{ мм}^2, \quad (5.18)$$

где $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}$ – удельное сопротивление алюминиевого провода.

По условию механической прочности выбираем контрольный кабель марки АКВРГ с алюминиевой жилой и стандартным минимальным сечением 4мм^2 .

5.2.3 Выбор трансформаторов напряжения (ТН)

Предварительно выбираем трансформатор напряжения типа ЗНОМ-35-65У1 [12]

Предполагается, что к вторичным обмоткам ТН будут подключены вольтметр, обмотки напряжения счетчиков коммерческого учета активной и реактивной электроэнергии, а также ваттметр.

Таблица 5.7 – Вторичная нагрузка ТН

Обозначение подключенного прибора	Тип прибора	Кол-во обмоток	Кол-во приборов	Потребляемая мощность одной обмоткой, ВА	Общая потребляемая мощность, ВА
PI ,PK	ПСЧ-4АР.05.2	1	2	2	4
PV	Э-335	1	1	2	2
PW	Д-335	2	1	1,5	3
Итого:					9

Для окончательного выбора ТН выполняем проверку следующих условий.

1) Напряжение установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (5.19)$$

$$U_{уст} = 35кВ \leq U_{ном} = 35кВ.$$

2). Конструкция и схема соединения.

Выбранный ТН применяется для наружной установки.

Схема включения –Y.

3). Класс точности:

С учетом вида подключаемых приборов класс точности должен быть равным 0,5.

4). Допустимость вторичной нагрузки:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (5.20)$$

$$S_{2\Sigma} = 9 В \cdot А < S_{ном} = 3 \cdot 150 = 450 В \cdot А. \quad (5.21)$$

Критерии проверки соблюдаются. ЗНОМ-35-65У1 можно использовать в ОРУ 35кВ.

5.2.4 Шины на стороне 35кВ

Для стороны 35кВ можно также использовать гибкие шины. Сечение сборных шин выбираем по наибольшему рабочему току.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{нагр}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сн}}} = \frac{20,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 340 \text{А.} \quad (5.22)$$

По наименьшему сечению выбираем провод марки АС-120/24:

$$d = 24 \text{мм}^2, I_{\text{доп}} = 380 \text{А.}$$

5.2.5 Согласно ПУЭ шины не проверяются на термическую и электродинамическую стойкость.

Проверку по условию коронирования на стороне 35кВ не производят.

5.2.6 Крепление гибких шин на опорах предполагаем выполнить посредством 5-ти подвесных изоляторов типа ПС-70Д.

5.2.7 Для защиты изоляции распределительной установки 35кВ будем использовать ограничители перенапряжений типа ОПН-П-35 УХЛ1.

5.3 Выбор электрооборудования для стороны 10кВ

5.3.1 Рабочий ток стороны НН

$$I_{\text{р}} = I_{\text{р.макс}} = \frac{S_{\text{нагр}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{15,65 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 905 \text{А.} \quad (5.23)$$

Для распределения электрической энергии на стороне 10кВ удобно использовать комплектное распределительное устройство наружного исполнения. Например, можно установить КРУН 2-10, данные которого соответствуют особенностям проектируемой подстанции.

В комплект КРУН 2-10 входит трансформатор собственных нужд (ТСН) мощностью до 40кВА. Конструкция КРУН 2-10 предусматривает возможность установки весьма надежных выключателей вакуумного принципа гашения дуги. Например, таких как ЗАН («SIEMENS») или типа ВВ/TEL («Таврида-Электрик»). Шкафы КРУН снабжены заземляющими разъединителями, трансформаторами напряжения, ограничителями перенапряжений и силовыми предохранителями.

5.3.1 Выбор выключателя для стороны 10кВ

Для выполнения коммутации защиты подключений на низкой стороне подстанции предлагаем использовать выключатели марки Сименс типа

ЗАН5. Это – 3-х полюсный коммутационный аппарат, рассчитанный на напряжение 12кВ ÷ 36кВ.

Проверку выбранного выключателя осуществим в табличной форме.

Таблица 5.8 – Проверка критериев выбора силового выключателя

№	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
			Сименс ЗАН5-122-2
1	$U_{\text{сет.ном}} \leq U_{\text{ном}}$, кВ	10	12
2	$I_{\text{р.макс}} \leq I_{\text{ном}}$, А	905	1250
3	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.с}}$, кА	9,6	40
4	$i_{\text{откл.ном}} \leq i_a$, кА	6,1	22,5
5	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.с}}$, кА	9,6	16
6	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$, кА	24,6	100
7	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$, кА ² ·с	104,14	$31,5^2 \cdot 1 = 992,5$

Проверка по отключающей способности:

$$i_a = \bar{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot \frac{\beta}{100} = \bar{2} \cdot 40 \cdot \frac{40}{100} = 22,5 \text{ кВ}. \quad (5.24)$$

Предлагаемый выключатель Сименс ЗАН5-122-2 может быть установлен на вводе в секционные ячейки ($I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$) и в отходящих ячейках ($I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$).

5.3.2 Для установки в КРУН предварительно выбираем трансформатор тока марки ТПОЛ-10-1000/5.

Таблица 5.9 – Технические характеристики трансформатора тока

Тип ТТ	U_n , кВ	Ном. ток, А		Z_2 , ВА	Динамическая стойкость		Термическая стойкость		
		$I_{1\text{ном}}$	$I_{2\text{ном}}$		K_d	$i_{\text{дин}}$	K_m	I_m	t_m
ТПОЛ-10	10	1000	5	0,4	-	52	-	17,5	1

Таблица 5.10 – Проверка правильности выбора ТПОЛ-10

Расчетные данные	Каталожные данные ТПОЛ-10
$U=10кВ$	$U=10кВ$
$I_{раб.макс}=950А$	$I_{ном}=1000 А$
$i_{уд} \leq i_{дин}$	$24,6кА \leq 52кА$
$B_k=104,14 кА^2с$	$10^2 \cdot 3=300 кА^2с$

ТПОЛ-10 пройдет по классу точности при выполнении условия:

$$R_{кат} \geq R_{конт} + R_{приб} + R_{пров}. \quad (5.25)$$

Переходное сопротивление контактных соединений:

$$R_{конт} = 0,05 \text{ Ом}. \quad (5.26)$$

$R_{кат} = Z_2 = 0,4 \text{ Ом}$ – номинальное сопротивление нагрузки выбранного трансформатора тока.

Минимальное сопротивление приборов:

$$R_{приб} = \frac{S_a}{I_{2ТТ}^2} = \frac{1,3}{25} = 0,052 \text{ Ом}, \quad (5.27)$$

где S_a – мощность наиболее загруженной фазы, ВА.

$I_{2ТТ}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, А.

Таблица 5.11 – Вторичная нагрузка ТТ на стороне 10кВ

Прибор	Тип	Мощность токовой обмотки ВА	Нагрузка, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	0,5	0,5	0,5	
Счетчики активной и реактивной электроэнергии	ПСЧ- 4АР.05.2	0,3	0,3	-	0,3
		Итого:	1,3	0,5	0,3

Условие (5.25) будет выполняться, если сопротивление проводов не будет превышать следующего значения:

$$R_{\text{пров}} = R_{\text{кат}} - R_{\text{конт}} - R_{\text{приб}} = 0,4 - 0,052 - 0,05 = 0,318 \text{ Ом}, \quad (5.28)$$

Определим минимально допустимое сечение кабеля, при использовании которого будет выполняться условие (5.28).

Расчётная длина проводов

$$l_{\text{расч}} = K_{\text{сх}} \cdot l = 1,73 \cdot 4 = 6,92 \text{ м}. \quad (5.29)$$

Здесь $K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, зависящий от способа подключения ТТ. $l = 4 \text{ м}$ – длина кабеля для подключения приборов.

Наименьшее возможное сечение проводов для подключения приборов к трансформатору тока

$$F = \frac{l_{\text{расч}} \cdot \rho}{R_{\text{пров}}} = \frac{6,92 \cdot 0,0283}{0,318} = 0,615 \text{ мм}^2, \quad (5.30)$$

где $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}$ – удельное сопротивление алюминиевого провода.

По условию механической прочности выбираем провод марки АПВ со стандартным минимальным сечением 4 мм^2 .

5.3.3 Выбор ТН на стороне 10кВ

Предварительно выбираем трансформатор напряжения типа НТМИ-10-66 УЗ [12].

Таблица 5.12 – Нагрузка вторичной цепи ТН

Прибор	Тип	Содной обмотки	Число обмоток	Число приборов	Общая потребляемая мощность S , В·А	
Вольтметр (сборные шины)	Э - 335	2	1	1	2	
Ваттметр	Д - 335	1,5	2	1	3	
Счётчик активной и реактивной энергии		ПСЧ-4АР.05.2	2	1	1	2
Счётчик активной и реактивной энергии	Линии 10кВ	ПСЧ-4АР.05.2	2	1	4	8
Итого	–	–	–	–	13	

Для окончательного выбора ТН выполняем стандартную проверку.

1) Напряжение установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (5.31)$$

$$U_{уст} = 10\text{кВ} \leq U_{ном} = 10\text{кВ}.$$

2). Конструкция и схема соединения

Выбранный ТН применяется для внутренней установки.

Схема соединения обмоток –Y.

3). Класс точности

С учетом вида подключаемых приборов класс точности должен быть равным 0,5.

4). Допустимость вторичной нагрузки:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (5.32)$$

$$S_{2\Sigma} = 13 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{ном} = 3 \cdot 50 = 150 \text{ В} \cdot \text{А}. \quad (5.33)$$

Критерии проверки соблюдаются. НТМИ-10-66-У3 можно использовать для установки в КРУН (10кВ).

5.3.4 Для защиты изоляции оборудования на стороне 10кВ выбираем ограничитель перенапряжений типа ОПН-П-10 УХЛ1[8].

5.3.5 Шины для стороны 10кВ

На рисунке 5.3 иллюстрируется принцип размещения жестких шин на опорных изоляторах.

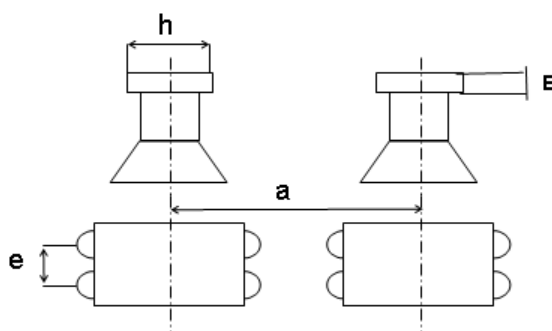


Рисунок 5.3 – Размещение жестких шин на изоляторах

а) Величина допустимого тока

$$I_{доп} = \frac{I_p}{K_t \cdot K_p \cdot K_n} = \frac{905}{1 \cdot 0,95 \cdot 1} = 953 \text{ А}, \quad (5.34)$$

где $K_t = 1$, $K_p = 0,95$, $K_n = 1$.

б) Для стороны 10 кВ предлагаем использовать шины ШМА – 80×6 прямоугольного сечения. Материал – алюминий. Величина допустимого тока:

$$I_{\partial \text{он}} = 1600 \text{ А.} \quad (5.35)$$

в) Выполним проверку шин на термическую стойкость. Минимальное сечение шины может быть равным

$$q_{\text{мин}} = \frac{\overline{B_K}}{c} = \frac{104,14 \times 10^3}{91} = 112 \text{ мм}^2 \quad (5.36)$$

Очевидно, что выбранная шина проходит по условию термической устойчивости, так как $112 \text{ мм}^2 < 480 \text{ мм}^2$.

г) Осуществим проверку механической прочности шины при протекании токов КЗ.

Электромагнитная сила при протекании тока КЗ

$$f = 1,76 \times K_{\Phi} i_{y\partial}^2 \frac{1}{a} \times 10^{-7} = 1,76 \times 1 \times 24,6^2 \times 10^3 \times 10^{-7} = 426 \text{ Н.} \quad (5.37)$$

Момент, изгибающий шину при КЗ

$$M = \frac{F \times l}{10} = \frac{426 \times 1}{10} = 42,6 \text{ Н/м.} \quad (5.38)$$

Момент сопротивления шины

$$W = \frac{h \times b^2}{6} = \frac{0,6 \times 5^2}{6} = 2,5 \text{ см}^3. \quad (5.39)$$

Напряжение в металле

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{42,6}{2,5} = 17 \text{ МПа.} \quad (5.40)$$

Критерий механической прочности шины:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\partial \text{он}}. \quad (5.41)$$

Так как, $17 \text{ МПа} \leq 70 \text{ МПа}$, то шина выдержит динамические усилия, возникающие при протекании токов КЗ.

Согласно нормативным документам проверка по экономической плотности тока в данном случае не требуется.

6 Заземление подстанции

Безопасная эксплуатация подстанции обеспечивается за счет использования системы заземления.

Основными элементами системы заземления являются заземляющие устройства, состоящие из заземляющих проводников, вертикальных и горизонтальных заземлителей (рис.6.1).

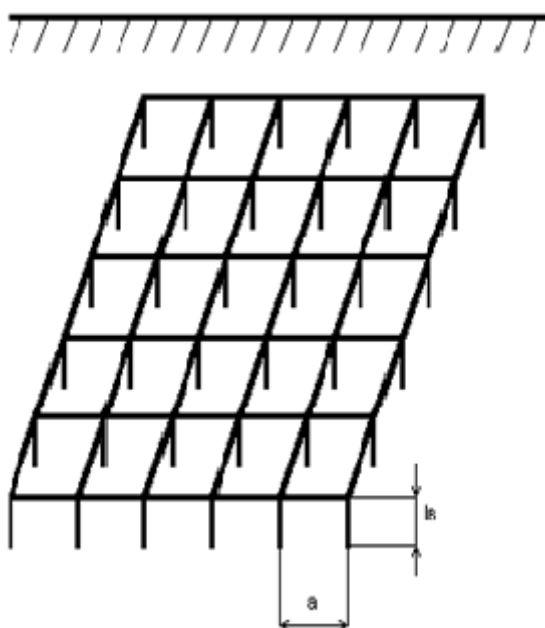


Рисунок 6.2 – Расположение заземлителей

Заземляющие устройства проектируемой подстанции можно рассчитать, основываясь на величине нормируемого напряжения прикосновения. Для расчета будем использовать упрощенный план расположения заземлителей, имеющих такую же величину площади S , общую длину горизонтальных проводников, а также количество, глубину залегания и длину вертикальных заземлителей, что и в реальном сложном заземлителе.

Согласно разработанному плану-разрезу подстанции площадь для размещения заземлителей равна

$$S = 32 \cdot 69,5 = 2224 \text{ м}^2. \quad (6.1)$$

Грунт на территории подстанции считаем состоящим из 2-х слоев:

Верхний – толщиной $h_1 = 2 \text{ м}$ и с удельным сопротивлением $\rho_1 = 400 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

Нижний – толщиной $h_2 = 2 \text{ м}$ и с удельным сопротивлением $\rho_2 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Принимаем глубину, на которой будут находиться заземляющие устройства, равной $t = 0,5 \text{ м}$.

С учетом имеющихся рекомендаций выбираем длину вертикального заземлителя – $l_B = 5 \text{ м}$.

Задаемся расстоянием между отдельными вертикальными заземлителями – $a = 5 \text{ м}$.

Длина горизонтального заземлителя

$$l_{\Gamma} = \bar{S} \cdot \frac{\bar{S}}{a} + 1 \cdot 2 = \frac{2224}{5} \cdot \frac{2224}{5} + 1 \cdot 2 = 891,6 \text{ м}. \quad (6.2)$$

Параметр, рассчитываемый по сопротивлению тела человека $R_{\text{ч}}$ и сопротивлению растеканию тока от его ступней $R_{\text{с}}$.

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 400} = 0,63, \quad (6.3)$$

где $R_{\text{ч}} = 1000 \text{ Ом}$; $R_{\text{с}} = 1,5 \cdot \rho_1 \text{ Ом}$.

Коэффициент напряжения прикосновения

$$K_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\frac{l_B \cdot l_{\Gamma}}{a \cdot \bar{S}}^{0,45}} = \frac{0,62 \cdot 0,63}{\frac{5 \cdot 891,6}{5 \cdot 2224}^{0,45}} = 0,1, \quad (6.4)$$

где $M=0,62$ – параметр, принимаемый в зависимости от ρ_1 ρ_2 .

Напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр доп}}}{K_{\Pi}} = \frac{400}{0,1} = 4000 \text{ В}, \quad (6.5)$$

где $U_{\text{пр доп}} = 400 \text{ В}$ – допустимое напряжение прикосновения при длительности воздействия $0,2 \text{ с}$.

Расчетный ток однофазного КЗ в рассматриваемой электроустановке

$$I_3 = 1,25 \text{ кА}.$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства

$$R_{з.доп} = \frac{U_3}{I_3} = \frac{400}{1250} = 3,2 \text{ Ом.} \quad (6.6)$$

Количество вертикальных заземленных проводников

$$n_B = \frac{\bar{s} \cdot 4}{\frac{a}{l_B} \cdot l_B} = \frac{2224 \cdot 4}{\frac{5}{5} \cdot 5} = 37,7 \text{ Ом.} \quad (6.7)$$

Полученный результат округляем до ближайшего большего значения

$$n_B = 40 \text{ штук.}$$

Суммарная длина вертикальных заземленных проводников

$$L_B = n_B \cdot 5 = 40 \cdot 5 = 200 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Относительная глубина заглибления вертикальных заземлителей

$$\frac{l_B+t}{\bar{s}} = \frac{5+0,5}{2224} = 0,13. \quad (6.9)$$

Расчетное соотношение

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B+t}{\bar{s}} = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{5+0,5}{2224} = 0,33. \quad (6.10)$$

Относительная толщина верхнего слоя грунта

$$\frac{h_1-t}{l_B} = \frac{2-0,5}{5} = 0,3. \quad (6.11)$$

Относительное эквивалентное удельное сопротивление для сеток с вертикальными заземлителями

$$\rho_{эк} = \frac{1,1+1,13}{2} = 1,115. \quad (6.12)$$

Эквивалентное сопротивление грунта

$$\rho_{эк} = \rho_{эк} \cdot \rho_2 = 1,115 \cdot 200 = 223 \text{ Ом} \cdot \text{ м.} \quad (6.13)$$

Полное сопротивление сложного заземлителя

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\bar{s}} + \frac{\rho_3}{L_B+L_r} = 0,33 \cdot \frac{223}{2224} + \frac{223}{1147,68+205} = 1,72 < 2,54 \text{ Ом.} \quad (6.14)$$

Напряжение прикосновения

$$U_{пр} = K_{п} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,1 \cdot 1125 \cdot 1,72 = 58,78 \text{ В.} \quad (6.15)$$

Очевидно, что напряжение прикосновения при использовании предложенной системы заземления, не превышает допустимого номинала:

$$U_{пр} < U_{пр,доп} \cdot 193,5 < 400 \text{ В.} \quad (6.16)$$

7 Релейная защита

Самыми дорогостоящими элементами подстанции «Уратюбе-110/35/10кВ» являются силовые трансформаторы. Нормативный срок эксплуатации вновь устанавливаемых трансформаторов типа ТДНТ-40000/110/35/10 можно получить за счет применения определенных видов релейных защит и использования специальных устройств.

Во-первых, это – газовая защита, способная дифференцировать масштаб аварии. За счет разницы в объеме выделяемых газов осуществляется либо отключение трансформатора, либо включается предупреждающая аварийная сигнализация [4].

В качестве исполнительного элемента газовой защиты можно использовать газовое реле типа РГЧЗ-66, размещаемое в трансформаторе между баком и расширителем. Реле данного типа характеризуется наличием 3-х уставок срабатывания отключающего органа в зависимости от скорости движения масла:

$$v_{\text{масла}} = 0,6 \text{ м/с};$$

$$v_{\text{масла}} = 0,9 \text{ м/с};$$

$$v_{\text{масла}} = 1,2 \text{ м/с}.$$

Скорость срабатывания газового реле при этом составляет $t_{\text{ср}} = 0,5 \div 0,5 \text{ с}$. Уставка газового реле устанавливается в зависимости от мощности и вида охлаждения трансформатора.

Поскольку газовая защита не предназначена для отключения повреждений, возникающих вне бака трансформатора, а также из-за возможностей ее ложных срабатываний, возникающих в послеремонтный период системы охлаждения или в случае повышенной сейсмичности района, то для обеспечения сохранности трансформаторов нельзя использовать только данный вид защиты.

Второй тип защиты, применяемой для силовых трансформаторов – дифференциальная токовая (ДЗТ). Для ее реализации можно использовать

реле с магнитным торможением типа ДЗТ-11. В составе данного реле имеется всего одна тормозная обмотка. Обмотка должна быть установлена так, чтобы получить наибольшее торможение при внешних повреждениях, а возникновении КЗ в зоне защиты – наоборот. Поскольку в нашем случае применяется одностороннее питание трансформатора, то тормозную обмотку целесообразно установить на стороне 110 кВ.

Для реализации продольной дифференциальной защиты можно использовать 2-ва реле типа ДЗТ-11. Измерительные обмотки трансформаторов тока на стороне 110кВ целесообразно соединить по схеме – Δ , а на стороне 10кВ использовать соединение – неполная Y . При этом по действие дифференциальной токовой защиты подпадает участок схемы от ТТ на стороне 110 кВ до ТТ на стороне 10кВ.

Третий вид защиты – максимальная токовая (МТЗ). Она выполняется на стороне 110кВ и призвана резервировать отключение токов КЗ на шинах потребителей и дублировать рассмотренные выше два типа защит (газовую и дифференциальную токовую). МТЗ реализуется путем установки 2-х токовых реле типа РТ-40.

Таблица 7.1 – Технические характеристики реле ДЗТ-11

Параметр	Количественное значение		
	110 кВ	35 кВ	10 кВ
Первичный номинальный ток трансформатора	105А	228А	833 А
Коэффициент трансформации ТТ	300/ 5	400/ 5	1000/ 5
Схема соединения обмоток ТТ	Δ	Δ	Y
Вторичный ток в плечах защиты	6 А	3,3 А	4,2 А

Ток небаланса

$$I_{C3} = K_H \times I_{нб.расч} = K_H R_{апвр} R_{олн\epsilon} + \Delta U_{рег} \times I_K =$$

$$= 1,3 \cdot 1 \times 1 \times 0,1 + 0,12 \times 3000 = 990A. \quad (7.1)$$

Минимальный коэффициент чувствительности на стороне 10кВ

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,867 \times I_{\text{кз}}}{I_{\text{ср}}} = \frac{0,867 \times 3000}{990} = 2,6. \quad (7.2)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{сз}} = R_{\text{Н}} \times I_{\text{м.мин.рег}} = 1,5 \times 250 = 375 \text{ А} \quad (7.3)$$

Минимальный коэффициент чувствительности при 2-х фазном КЗ на стороне 10кВ

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,867 \times I_{\text{кз}}}{I_{\text{сз}}} = \frac{0,867 \times 3000}{375} = 8,67 \geq 2. \quad (7.4)$$

Коэффициенты передачи трансформаторов тока (110кВ и 35кВ – треугольник; 10кВ – звезда)

$$n_{\text{T110}} = \frac{105 \times \sqrt{3}}{5} = \frac{182}{5}, \quad (7.5)$$

$$n_{\text{T35}} = \frac{228 \times \sqrt{3}}{5} = \frac{395}{5}, \quad (7.6)$$

$$n_{\text{T10}} = \frac{833 \times 1}{5} = \frac{883}{5}. \quad (7.7)$$

По условиям электродинамической стойкости выбираем: 300/5 – 110кВ; 400/5 – 35кВ, 1000/5 – 10кВ.

Вторичные токи ТТ

$$I_{110} = \frac{105 \times \sqrt{3}}{5} = 3 \text{ А}, \quad (7.8)$$

$$I_{35} = \frac{228 \times \sqrt{3}}{400/5} = 4,9 \text{ А}, \quad (7.9)$$

$$I_{10} = \frac{833 \times 1}{100/5} = 4,16 \text{ А}. \quad (7.10)$$

Уравнительные обмотки реле соединяются с трансформаторами тока напряжением 35 кВ и 10кВ. Рабочая обмотка – с трансформатором тока 110кВ. Данная сторона – основная.

Ток срабатывания на основной стороне

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{сз}} \times R_{\text{сх}}}{n_{100}} = \frac{375 \times \sqrt{3}}{300/5} = 10,8 \text{ А}. \quad (7.11)$$

Расчетное число витков рабочей катушки

$$\omega_{\text{осн.расч}} = \omega_{\text{раб.расч}} = \omega_{110} = \frac{F_{\text{с.ро}}}{I_{\text{ср.осн}}} = \frac{100}{10,5} = 9,2 \text{ шт.} \quad (7.12)$$

Округляем: $\omega_{\text{раб.}} = 9$.

Расчетное число витков первой уравнивающей обмотки

$$\omega_{35, \text{расч}} = \omega_{\text{уров. I}} = \omega_{\text{осн}} \times \frac{I_{110B}}{I_{35B}} = 9 \times \frac{9}{4,9} = 16,5 \text{ шт.} \quad (7.13)$$

Округляем до 17. Ошибка от неточного выравнивания равна

$$\Delta f_{\text{выр.35}} = \frac{17-16,5}{16,5} = 0,03. \quad (7.14)$$

Расчетное число витков второй уравнивающей обмотки.

$$\omega_{10, \text{расч}} = \omega_{\text{уров. II}} = \omega_{\text{осн}} \times \frac{I_{110B}}{I_{10B}} = 9 \times \frac{9}{1,7} = 47,64 \text{ шт.} \quad (7.15)$$

Округляем до 48 витков. Ошибка не превышает значения

$$\Delta f_{\text{выр.10}} = \frac{48-47,64}{47,64} = 0,007. \quad (7.16)$$

Для определения количества витков тормозной обмотки сначала рассчитаем ток небаланса, возникающий в случае 3-х фазного КЗ на шинах 35кВ.

$$I_{\text{КЗ35}} = R_{\text{апер}} R_{\text{олн}} \varepsilon + \Delta U_{\text{рег110}} + \Delta U_{\text{рег№35}} + \Delta f_{\text{выр.35}} \times 1 \times 1 \times 0,1 + 0,12 + 0,05 + 0,008 \times 1300 = 361,4 \text{ А.} \quad (7.17)$$

$$\omega_{35 \text{торм.}} = \frac{R_{\text{H}} \times I_{\text{нб.расч}} \times \omega_{35, \text{расч}}}{I_{\text{торм}} \times \text{tga}} = \frac{1,5 \times 361,4 \times 16,5}{1300 \times 0,87} = 7,9 \text{ шт.} \quad (7.18)$$

Аналогичный расчет выполним для шин 10кВ.

$$I_{\text{нб.расч}} = 1 \times 1 \times 0,1 + 0,12 + 0,05 \times 300 = 810 \text{ А.} \quad (7.19)$$

$$\omega_{10 \text{торм.}} = \frac{R_{\text{H}} \times I_{\text{нб.расч}} \times \omega_{10, \text{расч}}}{I_{\text{торм}} \times \text{tga}} = \frac{1,5 \times 810 \times 47,64}{3000 \times 0,87} = 22,2 \text{ шт.} \quad (7.20)$$

Для большей надежности возьмем 25 витков для данной обмотки.

Уточним $k_{\text{ч}}$ для двухфазного КЗ для стороны 10кВ. При отсутствии торможения

$$k_{\text{ч}} = \frac{1,5 \times 0,867 \times I_{\text{КЗ}}^{\omega_{110}}}{n_{110} \times F_{\text{с.р.о}}} = \frac{1,5 \times 0,867 \times 4400 \times 9,2}{60 \times 100} = 8,77 \geq 2. \quad (7.21)$$

Рассчитаем параметры МТЗ (для реле РТ – 40).

Ток срабатывания защиты на стороне 110кВ

$$I_{\text{с.з110}} = 2,08 I_{\text{м.ном}} = 2,08 \times 105 = 218,4 \text{ А.} \quad (7.22)$$

Ток срабатывания реле

$$I_{\text{с.р.110}} = \frac{I_{\text{сз}} \times R_{\text{сх}}}{n_{100}} = \frac{218,4 \times \sqrt{3}}{300/5} = 6,3 \text{ А.} \quad (7.23)$$

Диапазон варьирования: 5-10 А.

Ток срабатывания на стороне 35кВ

$$I_{с.з35} = 1,2I_{м.ном35} = 1,2 \times 228 = 273,6А. \quad (7.24)$$

Ток срабатывания реле

$$I_{с.р.35} = \frac{I_{сз} \times R_{сх}}{n_{35}} = \frac{273,6 \times \sqrt{3}}{400/5} = 5,9А. \quad (7.25)$$

Диапазон варьирования: 5-10 А.

Ток срабатывания защиты на стороне 10кВ

$$I_{с.з10} = 1,2I_{м.ном10} = 1,2 \times 833 = 999,6А. \quad (7.26)$$

Ток срабатывания реле

$$I_{с.р.35} = \frac{I_{сз} \times R_{сх}}{n_{10}} = \frac{999,6 \times 1}{1000/5} = 5А. \quad (7.27)$$

Диапазон варьирования: 5 – 10 А.

Рассчитаем параметры защиты трансформатора от перегрузки.

Ток срабатывания защиты на стороне 35кВ

$$I_{сз} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_N = \frac{1,05}{0,8} \cdot 228 = 299,25 А. \quad (7.28)$$

Здесь $K_{отс} = 1,05$ – коэффициент отстройки, а $K_B = 0,8$ – коэффициент возврата реле.

Ток срабатывания реле

$$I_{ср} = \frac{I_{сз}}{n_{тт}} \cdot K_{сх} = \frac{299,25}{80} \cdot \sqrt{3} = 6,5А. \quad (7.29)$$

Выбираем реле – РТ-40/6.

Ток срабатывания защиты на стороне 10кВ

$$I_{сз} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_N = \frac{1,05}{0,8} \cdot 833 = 1093,3А. \quad (7.30)$$

Ток срабатывания реле

$$I_{ср} = \frac{I_{сз}}{n_{тт}} \cdot K_{сх} = \frac{1093,3}{200} \cdot 1 = 5,5А. \quad (7.31)$$

Выбираем реле – РТ-40/6.

Уточним, как осуществляется защита линий 10кВ, отходящих со стороны КРУН. Предусматривается 3 уровня токовой защиты.

а) Это – токовая отсечка без выдержки времени.

Ток срабатывания настраивается на большее значение, чем максимальный ток КЗ. Чувствительность зависит от протяженности защищаемой зоны ($\leq 50\%$ линии) и коэффициента чувствительности, принимаемого не меньше $k_{\text{ч}} \geq 2$.

б) Это токовая отсечка с выдержкой времени, защищающая всю линию вплоть до приёма (КТП-10/0,4 кВ). Выдержка времени (степень селективности) принимается превышающей время срабатывания этой отсечки на $\Delta t = 0,3 \dots 0,6$ с. Ток срабатывания второй ступени принимается не меньше максимального тока КЗ, текущего в конце зоны защиты ($\geq 80 \div 90\%$ линии).

в) Максимальная токовая защита

Ток срабатывания задается по току КЗ за трансформатором приёмной КТП 10/0,4кВ. коэффициент чувствительности $k_{\text{ч}}^{\text{III}} \geq 1,5$. Выдержка времени МТЗ на ступень больше, чем выдержка времени предыдущего участка (МТЗ трансформатора 10/0,4кВ КТП) [4, 6].

г) Для защиты от однофазных замыканий на землю используем на реле РУ-21/1 в совокупности с трансформатором тока ТЗЛМ-10, предусматривающим защиту от повреждений заземления и действующим на сигнал.

д) Для реализации токовой защиты отходящих линий предусматривается установка 2-х реле в 2-х фазах каждой линии с соединением обмоток трансформаторов тока в неполную звезду.

8 Схема питания собственных нужд подстанции

Основные энергозатраты реконструируемой подстанции – двигатели охлаждения силовых трансформаторов, освещение, обогрев бытового помещения, шкафов КРУН и релейной защиты в холодный период. Для подстанций такого типа, как данная, обычно используют переменный оперативный ток. Для создания системы оперативного тока трансформатор собственных нужд через отпайку присоединяется к вводам главного трансформатора, чтобы исключить потерю контроля над выключателями при потере напряжения на шинах 10кВ.

Электрическая мощность, идущая на собственные нужды, определяется составляющими, подробно представленными в таблице 8.1. Очевидно, что потребляемая мощность – небольшая. Поэтому для питания собственных нужд применяется сеть напряжением 380/220В.

Таблица 8.1 – Собственные нужды подстанции «Уратюбе-110/35/10кВ»

Вид потребителя	Установленная мощность		Cosφ	tgφ	K _c	Нагрузка	
	Ед.,кВт × кол-во	Всего, кВт				<i>P_{расч}</i> , кВт	<i>Q_{расч}</i> , квар
1	2	3	4	5	6	7	8
Подогрев шкафов КРУН-10	1×20	20	1	0	1	20	0
Подогрев шкафов релейной защиты	1×2	2	1	0	1	2	0
Двигатели для охлаждения трансформатора	1,5×8	12	0,8	0,75	0,67	8,04	6,03
Обогрев В-110	1,75×2	3,5	1	0	1	3,5	0
Обогрев В-35	1,15×5	5,75	1	0	1	5,75	0
Отопление и освещение помещения ОВБ	5,5×1	5,5	1	0	1	5,5	0
Наружное освещение РУ 110кВ	4,5×2	9	1	0	0,35	3,15	0
Оперативные цепи	1,8×1	1,8	1	0	1	1,8	0
Итого						49,74	6,03

Уточним величину мощности, необходимую для обеспечения собственных нужд.

Расчетная мощность, расходуемая на двигатели системы охлаждения силовых трансформаторов:

$$P_{\text{расч}} = P_{\text{уст}} \cdot K_C = 12 \cdot 0,67 = 8,04 \text{ кВт} \quad , \quad (8.1)$$

где $P_{\text{уст}}$ –установленная мощность потребителя собственных нужд, кВт;

K_C –коэффициент спроса.

Реактивная мощность, потребляемая двигателями системы охлаждения силовых трансформаторов:

$$Q_{\text{расч}} = 8,04 \cdot 0,75 = 6,03 \text{ кВАр}. \quad (8.2)$$

Расчетная мощность ТСН по данным таблицы 8.1.

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{расч}}^2} = \sqrt{49,74^2 + 6,03^2} = 50,1 \text{ кВА}. \quad (8.3)$$

Для повышения надежности предполагается установка 2-х трансформаторов собственных нужд (ТСН).

Мощность отдельного ТСН

$$S_{\text{тсн}} = S_{\text{расч}} / 1,3 = \frac{50,1}{1,3} = 38,53 \text{ кВА}. \quad (8.4)$$

Для обеспечения питанием собственных нужд выбираем трансформатор ТСЗ-40/10/0,4 в двух экземплярах с предохранителями ПК-10, используемых для защиты от токов КЗ.

С конструктивной точки зрения целесообразно использовать комплектную трансформаторную подстанцию с трансформатором мощностью 40кВА типа КТП-40-81.

ТСН присоединяем до вводных выключателей к выводам 10кВ основных трансформаторов ТДНТ-40000/110/ 35/ 10.

9 Молниезащита подстанции

Для защиты оборудования ОРУ от прямых ударов молний предусматривается установка стержневых молниеотводов на имеющихся порталах, а также размещение стержневых молниеотводов с собственными заземлителями, стоящими отдельно [17].

Рассчитаем параметры молниеотводов реконструируемой подстанции.

Высота защищаемого объекта

$$h_x = 5,5 \text{ м.} \quad (9.1)$$

Большая диагональ четырехугольника с молниеотводами в его вершинах

$$D = 59 \text{ м.} \quad (9.2)$$

Активная высота молниеотвода

$$h_a \geq D/8 \cdot p = \frac{59}{8} \cdot 1 = 7,375 \text{ м,} \quad (9.3)$$

где $p=1$ при $h \leq 30$ м.

Задаем $h_a = 8,5$ м.

Полная высота молниеотвода

$$h = h_a + h_x = 11,35 + 8,5 = 19,85 \text{ м.} \quad (9.4)$$

Задаем $h = 20$ м.

Для одиночного стержневого молниеотвода расчетная зона защиты – это конус с высотой

$$h_0 = 0,85h = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м.} \quad (9.5)$$

Радиус защиты на уровне земли

$$r_0 = 1,1 - 0,002h \quad h = 1,1 - 0,002h \cdot 20 = 21,2 \text{ м.} \quad (9.6)$$

Радиус защиты на высоте защищаемых объектов

$$r_x = 1,1 - 0,002h \quad h - \frac{h_x}{0,85} \quad .$$

(9.7)

В нашем случае

$$r_{x1} = 1,1 - 0,002 \cdot 20 - 11,35/0,85 = 7,04 \text{ м.} \quad (9.8)$$

$$r_{x2} = 1,1 - 0,002 \cdot 20 - 5,5/0,85 = 14, \text{ м.} \quad (9.9)$$

При использовании 2-х молниеотводов зона защиты увеличивается. Защитная зона между 2-мя одинаковыми молниеотводами при расстоянии между ними, равным $h < L_1 < 3h$, имеет вид ломаной линии.

Низшая точка защиты при расстоянии между молниеотводами $h < L_1 < 3h$ $20 < L_1 = 53 < 3 \cdot 20 = 60$ (рис.9.1) находится на высоте

$$h_c = h_0 - 0,17 + 3 \cdot 10^{-4}h \quad L_1 - h = 17 - 0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20 \quad 53 - 20 = 11,72 \text{ м,} \quad (9.10)$$

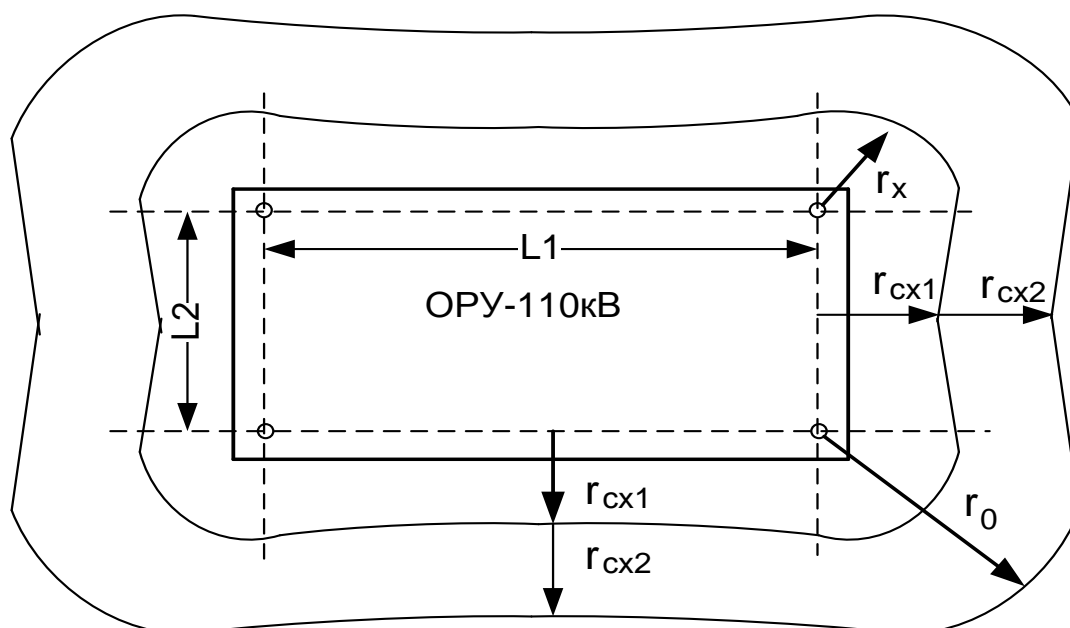


Рисунок 9.1 – Схема молниезащиты ОПУ-110кВ

Радиусы защиты (рис. 9.1)

$$r_c = r_o = 21,2 \text{ м} \quad (9.11)$$

$$r_{cx} = r_o \cdot h_c - h_x / h_c. \quad (9.12)$$

$$r_{cx1} = 21,2 \cdot 11,72 - 11,35 / 11,72 = 0,67 \text{ м} \quad (9.13)$$

$$r_{cx2} = 21,2 \cdot 11,72 - 6 / 11,72 = 10,3 \text{ м} \quad (9.14)$$

Для молниеотводов, расположенных напротив друг друга в пределах $h < L_1 < 3h$ $20 < L_1 = 26 < 3 \cdot 20 = 60$ зона защиты определяется следующими геометрическими соотношениями:

$$h_c = 17 - 0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20 \quad 26 - 20 = 15,9 \text{ м,} \quad (9.15)$$

$$r_{cx1} = 21,2 \cdot 15,9 - 11,35 / 15,9 = 6 \text{ м}, \quad (9.16)$$

$$r_{cx2} = 21,2 \cdot 15,9 - 6 / 15,9 = 13,2 \text{ м}, \quad (9.17)$$

Составными элементами молниеотвода являются молниеприемник, заземлитель, токопровод и сама конструкция.

Непосредственно воспринимает удар молнии – молниеприемник. Его делают из прокатной стали. Профиль может быть любой, а сечение при длине менее 2,5 м – не меньше 100 кв. мм. Токоотвод часто выполняется из круглой стали диаметром более 6 мм, но это может быть и уголок сечением не менее 48 кв. мм и толщиной 4 мм. Сопротивление заземлителей должны находиться в диапазоне 10÷15 Ом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе проведенных расчетов в данной ВКР сделаны предложения по реконструкции подстанции «Уратюбе-110/35/10кВ» Истаравшанского района республики Таджикистан.

Ключевые замены – установка новых силовых трансформаторов и выключателей:

- С учетом развития района и увеличения потребления электроэнергии предложено использовать два трехобмоточных трансформатора типа ТДТН-40000/110/35/10.
- Для повышения надежности электроснабжения потребителей Истаравшанского района решено заменить имеющиеся на стороне 110кВ отделители и короткозамыкатели на выключатели элегазового типа – ВГБУ-110.
- На стороне низкого напряжения предложено использовать вакуумные выключатели типа ВМУЭ-35 и Сименс 3АН5-122-2 соответственно.

В ВКР предложены также замены, касающиеся измерительного и защитного оборудования подстанции, которые должны обеспечить её нормальную работу. Таким образом, цель работы достигнута. Все задачи решены.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Библия электрика : ПУЭ, МПОТ, ПТЭ. - 3-е изд. - Москва : [Эксмо], 2016. – 750 с..
2. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) [Текст]. – Москва : Издательство стандартов, 2009. – 96 с.
3. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. . – Москва : Издательство стандартов, 2009. – 96 с.
4. Ершов А. М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 4: Защита электрических сетей и электроустановок напряжением 6–10–110–220 кВ: учебное пособие: Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2015. 152 с.
5. Сошинов А. Г., Копейкина Т. В. Разработка электрической части понижающей трансформаторной подстанции: учеб. пособие: Волгоград: ИУНЛ ВолгГТУ, 2014. 64 с
6. Кочетков Н. П. [и др.]. Электроснабжение: расчет максимальной токовой защиты сельской распределительной сети: учебное пособие: Ижевск: ФГБОУ ВО Ижевская ГСХА, 2017. 48 с.
7. Основные технические характеристики ограничителей перенапряжения ОПН-35 и ОПНп-35 кВ [Электронный ресурс] : URL: <http://www.razrad.ru/cat/opn-35-opnp-35-ux11/> (дата обращения: 04.05.2019).
8. Основные технические характеристики ограничителей перенапряжения ОПН-10 и ОПНп-10 кВ [Электронный ресурс] : URL: <http://www.razrad.ru/cat/opn10-opnp10/> (дата обращения: 04.05.2019).
9. Трансформаторы силовые масляные класса напряжения до 35 кВ включительно [Электронный ресурс] : URL: http://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/tr_35kv.php?GALLERY_ID=11 (дата обращения: 04.05.2019).

10.Технические данные выключателей [Электронный ресурс] : URL: <https://studfiles.net/preview/1004743/page:44/> (дата обращения: 9.05.2018).

11.ГОСТ 11920-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. М: Госстандарт СССР, 1986. 39 с.

12. Балдин М. Н., Карапетян И.Г. Основное оборудование электрических сетей: справочник. М. : ЭНАС, 2014. 208 с.

13.Разъединители РГ и РГП 35-110 кВ [Электронный ресурс] : URL: <http://www.razrad.ru/cat/rg35-110/> (дата обращения: 19.05.2018).

14. Коробов Г. В., Картавец В. В., Чермисинова Н. А. Электроснабжение. Курсовое проектирование : учеб. пособие. СПб. : Лань, 2014. 192 с.

15. Сибикин Ю. Д. Электрические подстанции: учебник для вузов. М. : РадиоСофт, 2014. 358 с.

16. Кудрин Б. И. Электроснабжение: учеб. для студентов вузов, обуч. по направлению бакалавров. М. : Академия, 2015. 351 с.

17. Титков В. В., Халилов Ф. Х. Перенапряжение и молниезащита : учеб. пособие. СПб. : Лань, 2016. 221 с.

18.Improving the cooling performance of electrical distribution transformer using transformer oil – Based MEPCM suspension / Mushtaq Ismael Hasan // Engineering Science and Technology, an International Journal. 2017;20(2):502-51 (Режим доступа: <https://doaj.org/article/89c724aff3de43b5a0084770e358323d>).

19.The Effect of Phase-to-earth Faults on the Operating Conditions of a Separated 110 kV Grid Normally Operated with Effectively Earthed Neutral, and Temporarily Supplied from a Compensated 110 kV Grid / Wilhelm Rojewski // Acta Energetica. 2015; 23(2): 114-119. Режим доступа: <https://doaj.org/article/1fcec2e608e948a49da0f99b761a6ac7>.

20.Backup power supply system analysis / Bohuslav Lakota // Advances in Electrical and Electronic Engineering. - Czech Republic, 2015. – PP. 115-119. Режим доступа: <https://doaj.org/article/5bdb08887dc549b3b983fe2c231ac1b0>.

21.Method for determining quality indicators of electrical power / : Ion S. Antoniu // Annals: Series on engineering sciences. 2017;1(1):7-14. Режим доступа: <https://doaj.org/article/08e56a7bc5c149dc993066fdc62470bc>.

22.Implementation of fuzzy modeling system for faults detection and diagnosis in three phase induction motor drive system / Shrouk Ossama Ibrahim // Journal of Electrical Systems and Information Technology. 2015;2(1):27-46. Режим доступа: <https://doaj.org/article/606a2e09d5e449adb6322ab770c63ed7>.