

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ
«Бустон» городских электрических сетей г. Душанбе

Студент

Ф.Ф. Садоншоев
(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Кириллова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Аннотация

В выпускной квалификационной разработан проект реконструкции электрической части понизительной подстанции Бустон 110/10 кВ расположенной в г. Душанбе, Республики Таджикистан. Для обоснования актуальности проекта реконструкции подстанции выполнен анализ суточных графиков электропотребления. В результате анализа установлено, что необходимо выполнить замену силовых трансформаторов с трансформаторов мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА. Для выбора оборудования был проведен расчет токов короткого замыкания, позволивший выбрать оптимальные параметры оборудования.

Рассмотрен подробный расчет уставок для микропроцессорного терминала дифференциальной защиты силового трансформатора. Спроектирована система молниезащиты обеспечивающая защиту территории подстанции с коэффициентом надежности 0,99.

Пояснительная записка ВКР выполнена на 65 листах. В записке содержится 13 таблиц и 13 рисунков. Графическая часть содержит 6 листов формата А1.

Abstract

The title of graduation work is “Modernization of electrical part of a step-down power substation “Buston” of municipal electrical services Dushanbe city”. The object of a graduation work is a power step-down substation “Buston” with a two voltage classes 110 and 10 kV.

To graduation work, consist of a three logical parts that are connected together. The first part include the analysis of a power substation equipment and operation modes. The analysis give the opportunity for power transformer selection. The optimal power transformer capacity was calculated in the second logical part of graduation work. The second logical part contain also the power equipment selection and short circuit currents calculation. The second part is a main part of a graduation work because the obtained results show the author experience and qualification level.

Third logical part is a part were the power step-down substation relay protection system was design. The relay protection system was design for a power transformers. The designed system is a modern digital system because it is necessary to use only new and modern equipment in a graduation projects. The second protection system that was designed in a third part of a graduation thesis is a lightning protection system.

In graduation project were used Russian type of power equipment and design methods, therefore the results of graduation thesis could be used in a real projects of Tajikistan Republic.

Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика энергосистемы Республики Таджикистан и подстанции «Бустон»	7
2 Анализ графиков нагрузки подстанции	11
3 Выбор трансформаторов.....	23
4 Расчет токов короткого замыкания	30
4.1 Расчет симметричных токов короткого замыкания	30
4.2 Расчет несимметричных токов короткого замыкания	34
5 Выбор оборудования электрической подстанции	40
5.1 Выбор оборудования электрической части понизительной подстанции после реконструкции на стороне 110 кВ	40
5.2 Выбор оборудования электрической части понизительной подстанции после реконструкции на стороне 10 кВ	48
6 Дифференциальная защита силового трансформатора	52
7 Молниезащита подстанции	59
Заключение.....	60
Список используемых источников	63

Введение

Электроэнергетическая отрасль является отраслью, определяющей развитие экономики страны. Отсутствие роста и развития в электроэнергетике говорит об отсутствии строящихся промышленных предприятий, сельскохозяйственных предприятий, жилых домов, объектов инфраструктуры и т.д. Развитие электроэнергетической отрасли страны должно всегда идти с опережающим темпом. При этом необходимо понимать, что строительство только новых объектов электроэнергетического сектора не должно заменять реконструкций существующих, так как имеет место тенденция морального и физического старения оборудования электроэнергетического сектора.

В электроэнергетическую отрасль входят объекты производства электрической энергии, объекта распределения и объекты передачи электрической энергии.

Большая часть оборудования относится к объектам распределения и потребления электрической энергии, поэтому необходимо проводить постоянный мониторинг состояния оборудования и заблаговременно планировать их ремонты и реконструкции. Поэтому тема выпускной квалификационной работы, сформулированная как повышение установленной мощности понизительной подстанции «Бустон» 110/10 кВ городских электрических сетей г. Душанбе является актуальной.

Актуальность выбранной темы подкрепляется исследованиями и заключением государственной компании занимающейся управлением электроэнергетической отраслью Республики Таджикистан «Барки Тоджик» о плачевном состоянии всего энергетического сектора, сопровождающегося коммерческими и техническими убытками достигающих значений 17% от всей установленной мощности генерации в Республике Таджикистан.

Для достижения поставленной в рамках выполнения выпускной квалификационной работы цели планируется решение следующих задач:

1. Выполнить анализ и дать краткую характеристику электроэнергетической системе Республики Таджикистан и объекту выпускной квалификационной работы – подстанции «Бустон»;
2. Определить необходимость проведения реконструкции электрической части подстанции «Бустон» городских электрических сетей г. Душанбе и предложить варианты повышения надежности электроснабжения потребителей г. Душанбе;
3. Провести выбор необходимого оборудования, подлежащего замене на подстанции для повышения надёжности электроснабжения потребителей г. Душанбе;
4. Выполнить расчет систем, обеспечивающих защиту оборудования подстанции от прямых ударов молнии, а также выполнить расчет уставок для микропроцессорного терминала дифференциальной защиты силового трансформатора.

Для выполнения поставленных задач и для достижения цели выпускной квалификационной работы будут использоваться данные из открытых источников, опубликованных в сети Интернет, а также методики расчета и выбора соответствующего оборудования, принятые на территории Российской Федерации. Для выпускной квалификационной работы будет использоваться только оборудования произведенное на территории Российской Федерации, так как оно хорошо согласуется с методиками выбора и имеет высокие показатели надежности и качества.

1 Характеристика энергосистемы Республики Таджикистан и подстанции «Бустон»

Республика Таджикистан имеет огромный потенциал по выработке электрической энергии на гидроэлектростанциях. При этом по данным из [6] на сегодняшнее время уровень использования гидроресурсов в Республике Таджикистан на выработку электрической энергии составляет всего порядка 4%. В первую очередь это связано с малым количеством гидроэлектростанций (ГЭС) в энергосистеме Республики Таджикистан, а также с типом гидроэлектростанций. В энергосистеме Республики Таджикистан основная доля гидроэлектростанций – это русловые ГЭС не имеющие водохранилища. Отсутствие водохранилища на ГЭС не позволяет круглогодично получать постоянную выработку электроэнергии на ГЭС. Специфика речного потенциала Республики Таджикистан связана с преобладанием горных рек, так как на территории Республики расположены горные цепи Тянь-Шань и Памира с высотой 6000 м. Эти горные системы создают две основных гидрографических области: Амударья и Сырдарья. Гидрографическая сеть страны состоит свыше 25 000 рек, общая протяженность которых составляет приблизительно 69200 км. Из них 947 рек имеют протяженность от 10 до 100 км, 16 рек от 100 до 500 км, а протяженность четырех рек составляют свыше 500 км. На рисунке 1 показана карта речной системы Республики Таджикистан. На рисунке 1 видно, что к рекам имеющим большие водные бассейны относятся р. Каферниган, р. Пяндж, р. Обихингоу, р. Сурхоб, р. Вахш и р. Зерафшан. В настоящее время разрабатываются проекты по строительству новых ГЭС в энергосистеме Республики Таджикистан расположенных в бассейнах рек:

- Вахш, проектная мощность порядка 4450 МВт;
- Сурхоб, проектная мощность порядка 1800 МВт;
- Обихингоу, проектная мощность порядка 1750 МВт;
- Каферниган, проектная мощность порядка 1450 МВт;
- Зерафшан, проектная мощность 1260 МВт;

– Пяндж, проектная мощность 17900 МВт.

Однако основной проблемой в энергосистеме Республики Таджикистан является нехватка мощности в холодный период, из-за спада уровня воды в горных реках и отсутствия водохранилищ. А для холодного периода в Республике наблюдается рост потребления электрической энергии из-за отсутствия систем централизованного отопления.

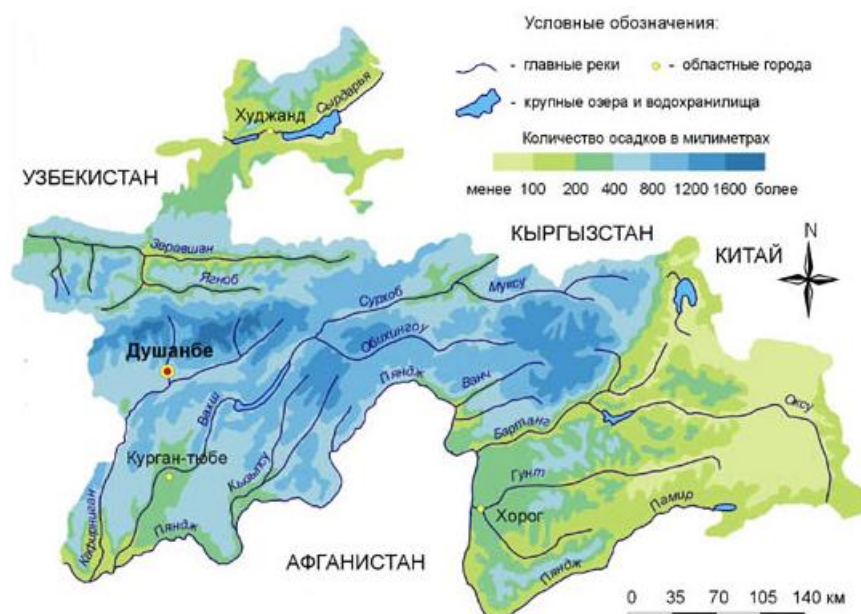


Рисунок 1 - Карта речной системы Республики Таджикистан

Кроме большого потенциала по гидроресурсам, Республика Таджикистан имеет высокие уровни разведанных месторождений угля [6], которые могут быть использованы на тепловых электростанциях (ТЭЦ), однако это потребует их строительства, так как в настоящее время в Республике Таджикистан функционируют две ТЭЦ одна в г. Душанбе – мощностью 230 МВт, а вторая в г. Яван – мощностью 180 МВт.

Не хватка электрической энергии в Республике связано в основном с нехваткой объектов генерации, однако реконструкция и строительство новых подстанций в республике необходимо, так как существуют проекты по повышению импорта электрической энергии, а также строительства объектов

альтернативной энергетики. Исследования [19] говорят о достаточности потенциала солнечных ресурсов на территории Республики Таджикистан для строительства солнечных электростанций. Согласно карте нормальной инсоляции для территории Республики Таджикистан [19], представленной на рисунке 2, суточный уровень инсоляции достигает $6,2 \text{ кВт/м}^2$.

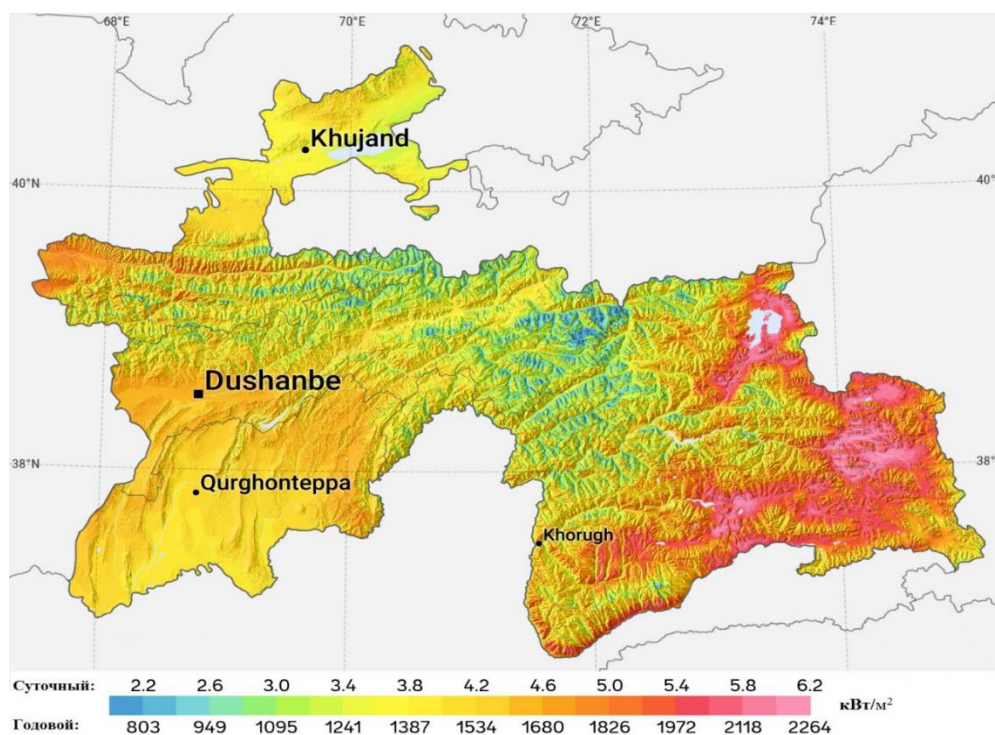


Рисунок 2 - Карта распределения нормальной инсоляции

Исходя из вышесказанного, в Республике есть технические возможности повышения генерации, как за счет строительства гидроэлектростанций с водохранилищами, так и за счёт использования альтернативных источников электрической энергии.

Объект выпускной квалификационной работы – это подстанция городских распределительных сетей г. Душанбе «Бустон» 110/10 кВ. В исследованиях [16] представлены результаты замера мощности потребляемой подстанциями городских электрических сетей г. Душанбе. Данные

представленные в [16] могут быть использованы при анализе загрузки подстанции и определении перспектив проведения реконструкции.

На основании [18] определена схема подстанции «Бустон», а также трансформаторы установленные на ней в настоящее время. В настоящее время на подстанции установлено два силовых трансформатора мощностью 6,3 МВА каждый. Схема подстанции представлена на рисунке 3.

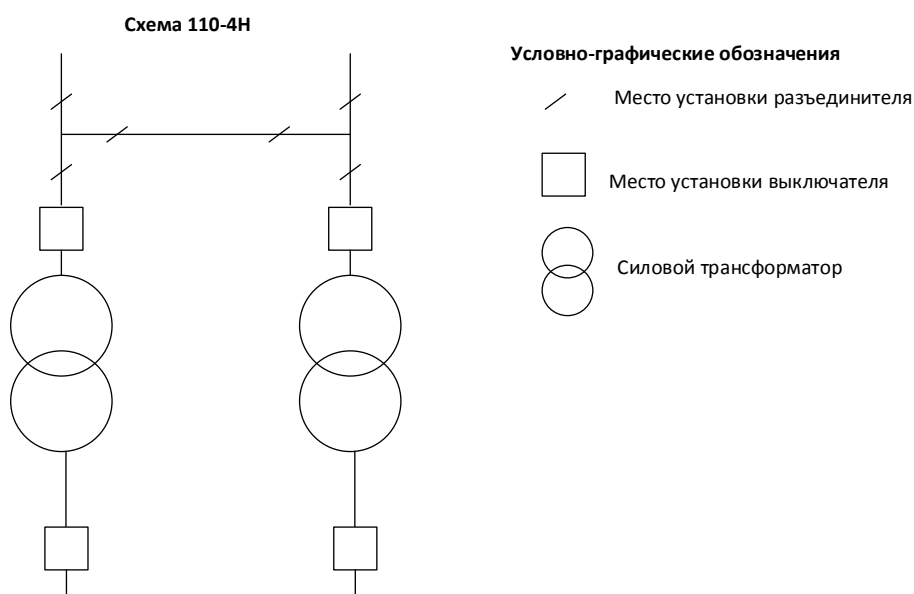


Рисунок 3 - Схема ОРУ-110 кВ

Выводы по разделу 1:

1. Представлена краткая характеристика энергосистемы Республики Таджикистан в которой определено, что Республике есть технические возможности повышения генерации, как за счет строительства гидроэлектростанций с водохранилищами, так и за счёт использования альтернативных источников электрической энергии.

2. Определена схема подстанции «Бустон» в соответствии с [14], [15], а также определена мощность трансформаторов установленных на подстанции в настоящее время: 6,3 МВА.

2 Анализ графиков нагрузки подстанции

Для обоснования необходимости проведения реконструкции подстанции «Бустон» необходимо оценить текущую загрузку силовых трансформаторов. Для этого были собраны данные по часовому электропотреблению на подстанции в летний период. Летним периодом для г. Душанбе считается период с отсутствием заморозков. Продолжительность летнего периода 251 день, продолжительность зимнего периода 144 дня. Часовые данные мощности для подстанции «Бустон» представлены в таблице 1. В таблице 1 даны данные для трансформаторов Т1 и Т2, а также сумма мощностей трансформаторов Т1+Т2.

Таблица 1 - Данные суточного потребления

Час	P T1, кВт	Q T1, квар	S T1, кВА	P T2, кВт	Q T2, квар	S T2, кВА	S T1+T2 лето, кВА	S T1+T2 зима, кВА
1	1540	440	1601.62	660	440	793.22	2394.84	2993.55
2	1540	440	1601.62	880	220	907.08	2508.7	3135.875
3	1540	440	1601.62	660	220	695.7	2297.32	2871.65
4	1320	220	1338.21	660	220	695.7	2033.91	2542.388
5	3640	440	3666.5	880	440	983.87	4650.37	5812.963
6	4400	880	4487.14	2420	660	2508.39	6995.53	8744.413
7	3740	660	3797.79	1980	440	2028.3	5826.09	7282.613
8	4840	440	4859.96	2640	660	2721.25	7581.21	9476.513
9	5060	880	5135.95	3080	880	3203.25	8339.2	10424
10	5500	800	5557.88	3080	740	3167.65	8725.53	10906.91
11	2640	660	2721.25	2200	630	2288.43	5009.68	6262.1
12	4400	660	4449.22	1760	660	1879.68	6328.9	7911.125
13	4840	660	4884.79	1540	660	1675.47	6560.26	8200.325
14	2640	660	2721.25	1540	660	1675.47	4396.72	5495.9
15	5500	1320	5656.18	3300	620	3357.74	9013.92	11267.4
16	5720	880	5787.3	2200	740	2321.12	8108.42	10135.53
17	5720	880	5787.3	2860	540	2910.53	8697.83	10872.29
18	4400	880	4487.14	3080	660	3149.92	7637.06	9546.325
19	6600	880	6658.41	3520	880	3628.33	10286.74	12858.43
20	5060	660	5102.86	2860	880	2992.32	8095.18	10118.98
21	6820	880	6876.54	3080	660	3149.92	10026.46	12533.08
22	5500	660	5539.46	2860	480	2900	8439.46	10549.33
23	5500	1100	5608.92	4620	440	4640.91	10249.83	12812.29
24	2200	660	2296.87	1540	660	1675.47	3972.34	4965.425

Так как данные по потребляемой мощности были получены только для летнего периода, а для выбора оптимальной мощности подстанции необходимо учесть и рост потребляемой мощности в зимний период, было принято увеличить суммарную полную мощность на 25%. Основное отличие зимнего периода от летнего для г. Душанбе – это возможность появления заморозков и как следствие увеличение потребления электрической энергии на обогрев помещений. Исходя из этого, рост мощности на 25% считается приемлемым.

Данные по полной мощности определялись по данным измерения активной (P) и реактивной (Q) мощностей по выражению:

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2} i, \quad (1)$$

где P_i - активная мощность за i -й час, кВт;

Q_i - реактивная мощность за i -й час, квар;

i - расчетный час.

По результатам полученным в таблице 1 были построены суточные графики нагрузок для трансформатора Т1 представленные на рисунке 4 и графики нагрузок для трансформатора Т2 представлены на рисунке 5.

Суммарный суточный график полной мощности для двух трансформаторов Т1 и Т2 представлен на рисунке 6.

Выполним расчет коэффициента активной мощности для каждого часа суточного графика. Коэффициент активной мощности определим по выражению и результаты занесем в таблицу 2:

$$\cos \varphi_i = \frac{P_i}{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}, \quad (2)$$

где P_i - активная мощность за i -й час, кВт;

Q_i - реактивная мощность за i -й час, квар;

i - расчетный час.

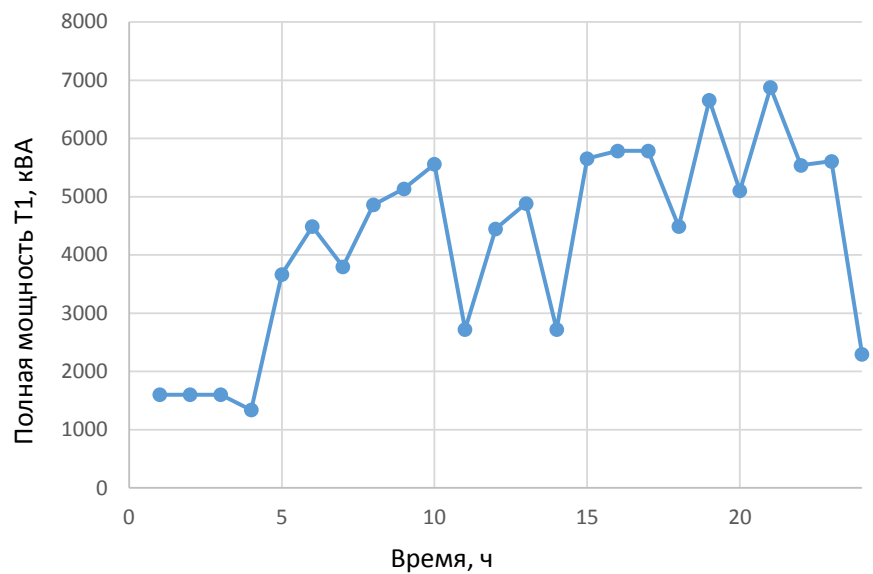
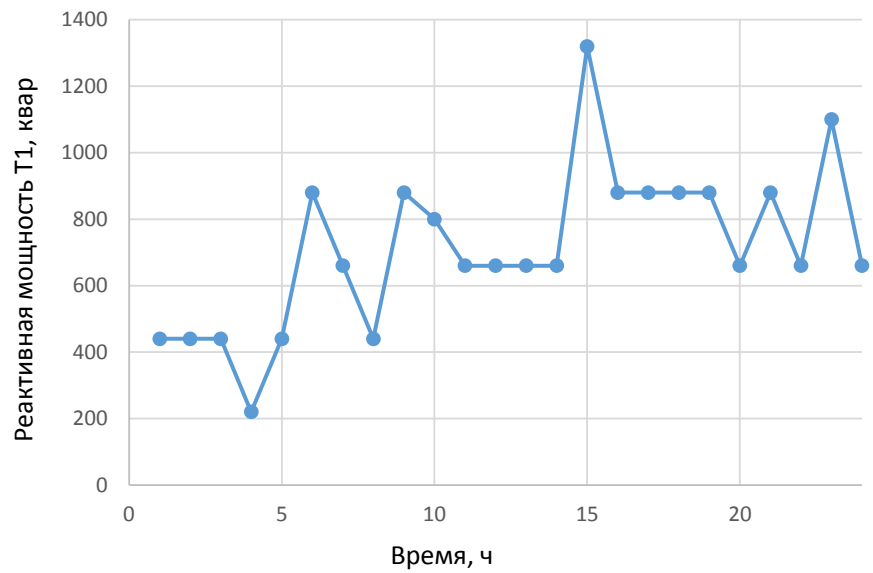
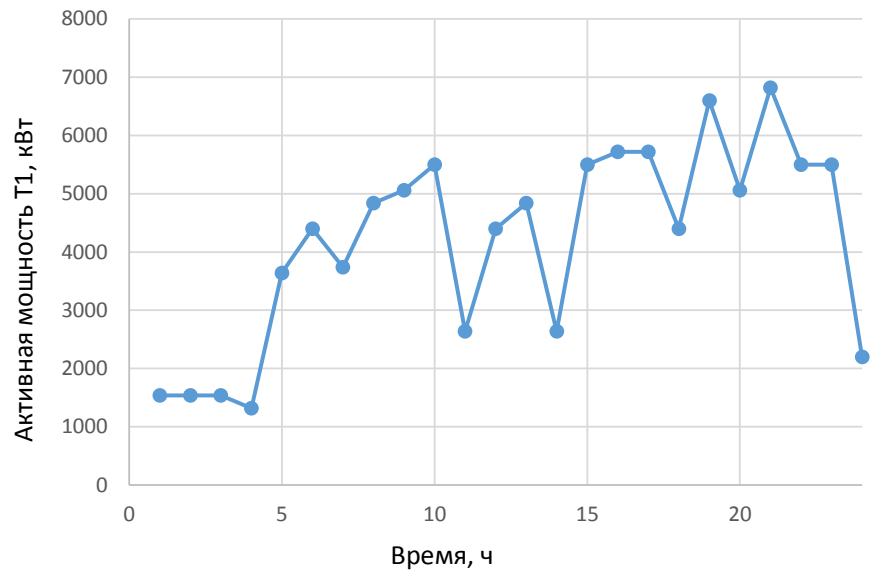


Рисунок 4 - Суточные графики нагрузок для трансформатора Т1

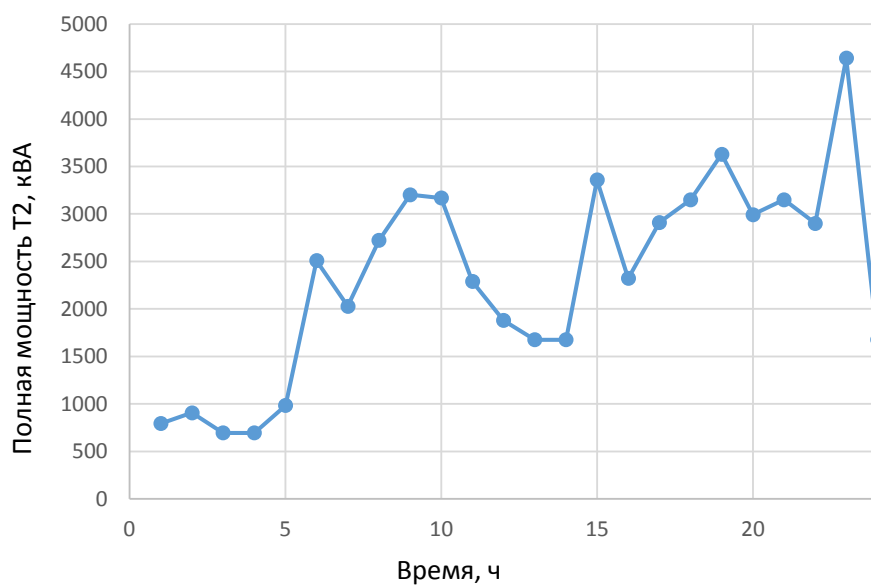
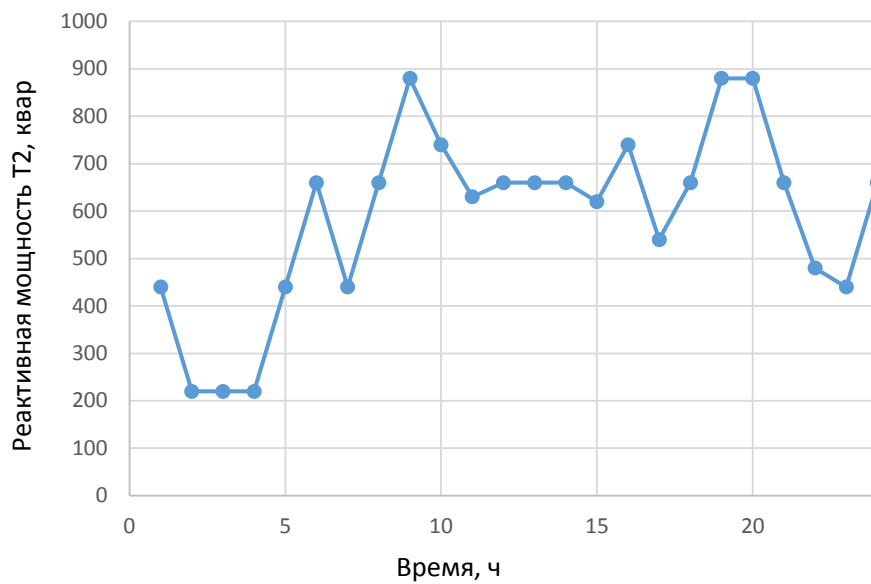
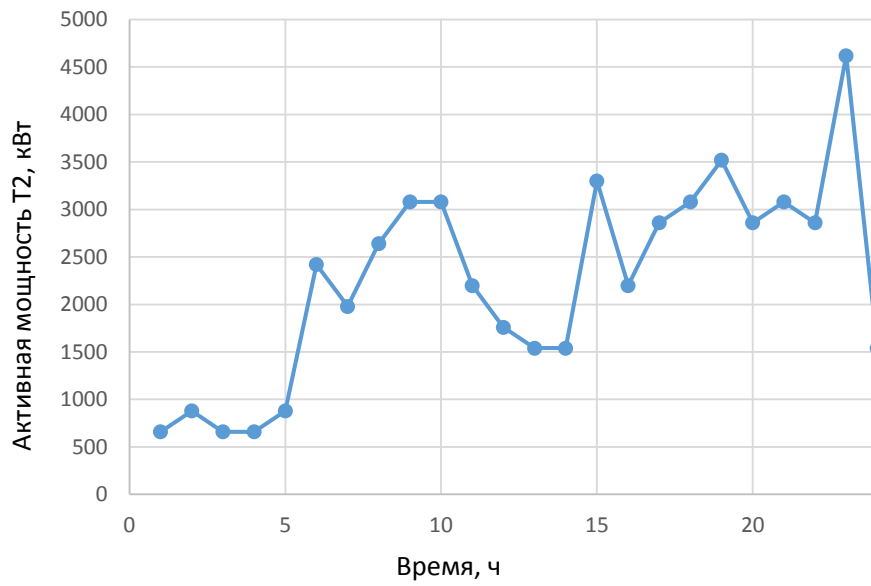


Рисунок 5 - Суточные графики нагрузок для трансформатора T2

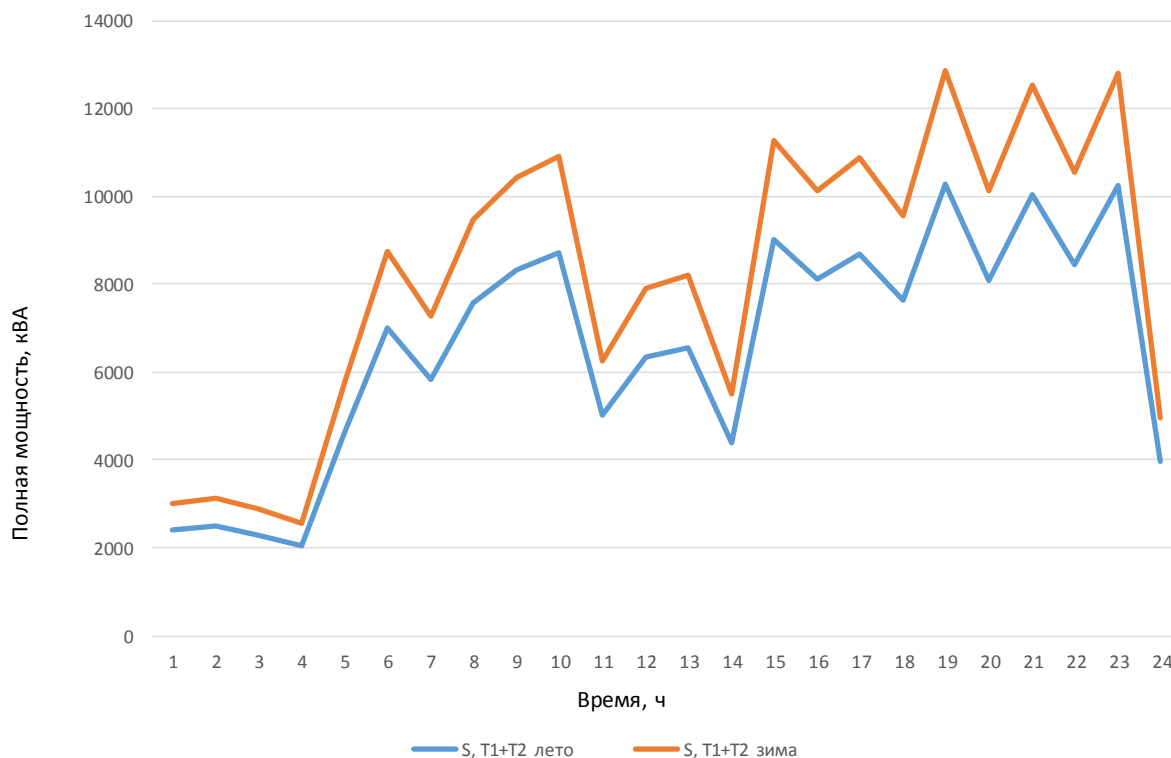


Рисунок 6 - Суточный суммарный график полной мощности

Таблица 2 - Расчет коэффициента активной мощности для суточного графика нагрузок

час	P T1, кВт	Q T1, квар	cosφ T1	P T2, кВт	Q T2, квар	cosφ T2
1	2	3	4	5	6	7
1	1540	440	0.961524	660	440	0.83205
2	1540	440	0.961524	880	220	0.970143
3	1540	440	0.961524	660	220	0.948683
4	1320	220	0.986394	660	220	0.948683
5	3640	440	0.992773	880	440	0.894427
6	4400	880	0.980581	2420	660	0.964764
7	3740	660	0.984784	1980	440	0.976187
8	4840	440	0.995893	2640	660	0.970143
9	5060	880	0.985212	3080	880	0.961524
10	5500	800	0.989586	3080	740	0.97233
11	2640	660	0.970143	2200	630	0.961359
12	4400	660	0.988936	1760	660	0.936329
13	4840	660	0.99083	1540	660	0.919145
14	2640	660	0.970143	1540	660	0.919145
15	5500	1320	0.972387	3300	620	0.982805
16	5720	880	0.988372	2200	740	0.947818
17	5720	880	0.988372	2860	540	0.982638
18	4400	880	0.980581	3080	660	0.977802

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
19	6600	880	0.991228	3520	880	0.970143
20	5060	660	0.9916	2860	880	0.955779
21	6820	880	0.991778	3080	660	0.977802
22	5500	660	0.992877	2860	480	0.986207
23	5500	1100	0.980581	4620	440	0.995495
24	2200	660	0.957826	1540	660	0.919145
Среднее значение $\cos\varphi$ для T1			0.981477	Среднее значение $\cos\varphi$ для T2		0.952939

Анализ результатов расчета коэффициента активной мощности в каждый час суточного графика показал, что значения не снижаются ниже 0,9, что является хорошим показателем для сетей 110 кВ [12]. Полученное среднее значение для суточного графика трансформатора T1 составило $\cos\varphi_{T1} = 0,98$, а для T2 $\cos\varphi_{T2} = 0,95$.

Построим годовой упорядоченный график нагрузки подстанции по суточным графиками нагрузок представленных на рисунке 6. Как было определено ранее, для г. Душанбе продолжительность летнего периода 251 день, продолжительность зимнего 144. Для построения годового упорядоченного графика необходимо определить продолжительность каждой ступени. Так как суточные графики построены часовыми, то для каждого часа летнего графика продолжительность ступени определится как 251 час, а для зимнего 144. Так как график упорядоченный, то выполним в Excel сортировку таблицы по убыванию, результат построения годового графика, показан на рисунке 7.

Для оптимального выбора трансформаторов на подстанции необходимо построить также годовой упорядоченный график активной мощности. Годовой график активной мощности построим из данных годового упорядоченного графика. Для этого используя ранее определённые в таблице 2 средние значения коэффициента мощности для каждого трансформатора найдем среднее значение коэффициента мощности для подстанции:

$$\cos \varphi_{ПС} = \frac{\cos \varphi_{T1} + \cos \varphi_{T2}}{2} = \frac{0,98 + 0,95}{2} = 0,965. \quad (3)$$

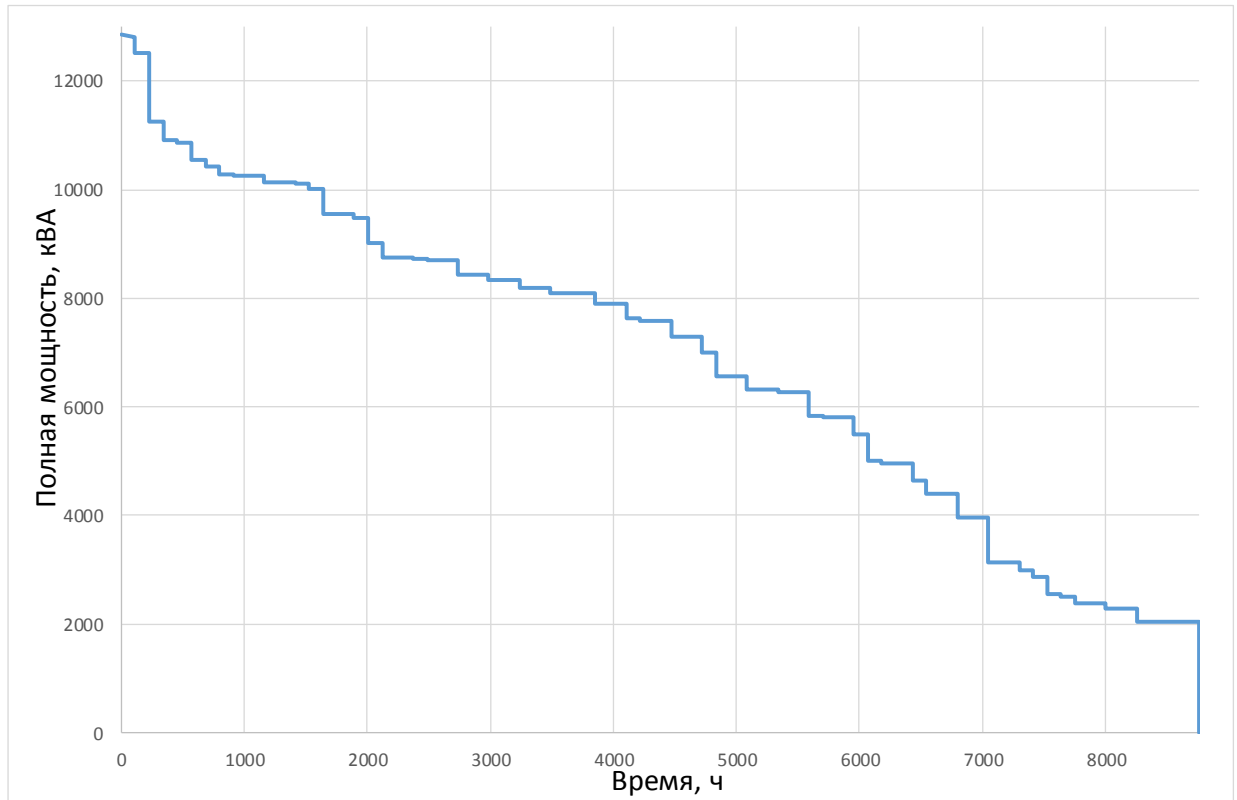


Рисунок 7 - Годовой упорядоченный график полной мощности подстанции «Бустон»

Используя значение коэффициента мощности для подстанции «Бустон» определенное в выражении (3) для каждой ступени графика (рисунок 7) найдем значение активной мощности по выражению и построим график активной мощности на рисунке 8:

$$P_i = S_i \cdot \cos \varphi_{ПС}, \quad (4)$$

где S_i - полная мощность на i -й ступени, кВА;

i - номер ступени графика.

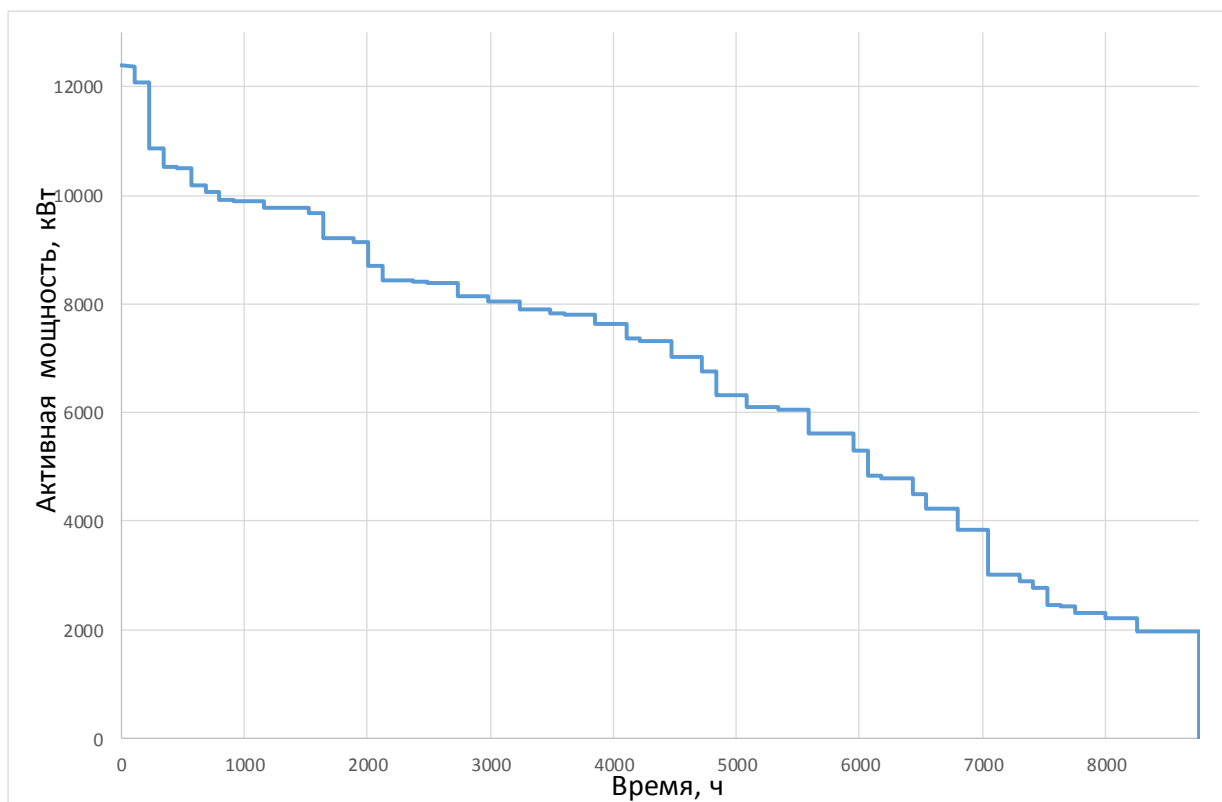


Рисунок 8 - Годовой упорядоченный график активной мощности подстанции «Бустон»

Для анализа графиков нагрузок необходимо определить потребляемую электрическую энергию на подстанции за год и на каждой отдельной ступени. Имея ступенчатый график электрическая энергия, потребленная на каждой ступени, определится как площадь под ступенью годового графика по выражению:

$$W_i = P_i \cdot t_i \quad (5)$$

где P_i - полная мощность на i -й ступени, кВА;

t_i - продолжительность i -й ступени годового графика, ч;

i - номер ступени графика.

Используя выражение (5) выполним расчеты и занесем результаты в таблицу 3.

Таблица 3 - Расчет потребления электрической энергии

t_i , ч	S_i , кВА	P_i , кВт	W_i , кВт·ч
1	2	3	4
114	12858.38	12408.33	1414549.834
114	12812.25	12363.82	1409475.623
114	12533	12094.35	1378755.33
114	11267.38	10873.02	1239523.924
114	10906.88	10525.13	1199865.319
114	10872.25	10491.72	1196056.223
114	10549.38	10180.15	1160536.744
114	10424	10059.16	1146744.24
251	10286.7	9926.666	2491593.041
251	10249.8	9891.057	2482655.307
114	10135.5	9780.758	1115006.355
114	10119	9764.835	1113191.19
251	10026.4	9675.476	2428544.476
114	9546.25	9212.131	1050182.963
114	9476.5	9144.823	1042509.765
251	9013.9	8698.414	2183301.789
114	8744.375	8438.322	961968.6938
251	8725.5	8420.108	2113446.983
251	8697.8	8393.377	2106737.627
251	8439.5	8144.118	2044173.493
251	8339.2	8047.328	2019879.328
114	8200.375	7913.362	902123.2538
251	8108.4	7824.606	1963976.106
251	8095.2	7811.868	1960778.868
114	7911.125	7634.236	870302.8613
251	7637	7369.705	1849795.955
251	7581.2	7315.858	1836280.358
114	7282.625	7027.733	801161.5763
251	6995.5	6750.658	1694415.033
251	6560.3	6330.69	1589003.065
251	6328.9	6107.389	1532954.514
114	6262	6042.83	688882.62
251	5826.1	5622.187	1411168.812
114	5813	5609.545	639488.13
114	5495.875	5303.519	604601.2088
251	5009.6	4834.264	1213400.264
114	4965.5	4791.708	546254.655
251	4650.4	4487.636	1126396.636
251	4396.7	4242.816	1064946.691
251	3972.4	3833.366	962174.866
114	3135.875	3026.119	344977.6088
114	2993.5	2888.728	329314.935
114	2871.625	2771.118	315907.4663

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
114	2542.375	2453.392	279686.6738
251	2508.7	2420.896	607644.7705
251	2394.8	2310.982	580056.482
251	2297.3	2216.895	556440.5195
251	2033.9	1962.714	492641.0885
Суммарное годовое потребление электрической энергии, кВт·ч			60063473.26

Для обоснования необходимости проведения реконструкции подстанции, выполним расчет коэффициента загрузки подстанции. Коэффициент загрузки подстанции будем определять исходя из текущей установленной мощности подстанции. Установленная мощность определяется по выражению:

$$S_{\text{уст.ЛС}} = S_{T1} + S_{T2} = 6,3 + 6,3 = 12,6, \text{ (МВА)} \quad (6)$$

где S_{T1} , S_{T2} - мощности силового трансформатора Т1 и Т2 соответственно, приняты равными 6,3 МВА каждый.

Теперь коэффициент загрузки подстанции будет равен:

$$k_{з.ЛС} = \frac{S_{\text{max.ЛС}}}{S_{\text{уст.ЛС}}} = \frac{12858,38}{12600} \cdot 100 = 102, \text{ (\%)} \quad (7)$$

где $S_{\text{max.ЛС}}$ - максимальная полная мощность соответствующая первой ступени годового упорядоченного графика нагрузки подстанции, кВА (рисунок 7).

Определим показатели графика нагрузок.

метры.

Коэффициент неравномерности графика нагрузки подстанции:

$$k_H = \frac{P_{\text{min}}}{P_{\text{max}}} = \frac{1962,714}{12408,33} = 0,16, \quad (8)$$

где P_{\min} - значение минимальной мощности на графике нагрузок (рисунок 8), кВт;

P_{\max} - максимальное значение активной мощности на графике активной нагрузки (рисунок 8), кВт.

Среднегодовое значение активной мощности:

$$P_{cp} = \frac{W_t}{t} = \frac{60063473,26}{8760} = 6856,56, \text{ (кВт)} \quad (9)$$

где W_t - потребленная электрическая энергия в год, кВт·ч, значение определено в таблице 3;

t - период определения средней мощности, для годового графика $t = 8760$ часов.

Коэффициент заполнения годового графика нагрузок:

$$k_{zn} = \frac{P_{cp}}{P_{\max}} = \frac{6856,56}{12408,33} = 0,55. \quad (10)$$

Продолжительность использования максимальной мощности:

$$T_{\max} = k_{zn} \cdot t = 0,55 \cdot 8760 = 4840,57. \text{ (ч)} \quad (11)$$

Число часов максимальных потерь:

$$\tau_{\max} = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right) \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4840,57}{10000} \right) \cdot 8760 = 5326,6. \text{ (ч)} \quad (12)$$

Выводы по разделу 2:

1. На основании собранных построены суточные графики активной, реактивной и полной мощности для силовых трансформаторов Т1 и Т2, которые установлены на подстанции «Бустон».

2. На основании полученных данных по потребляемой мощности построены суточные графики для зимнего и летнего периодов.

3. Используя данные о продолжительности летнего и зимнего периодов для г. Душанбе, Республика Таджикистан был построен годовой упорядоченный график полной мощности, а также годовой упорядоченный график активной мощности.

4. Определена установленная мощность подстанции «Бустон». Согласно полученному значению загрузка подстанции в настоящее время составляет 102 %.

5. Определено годовое потребление электрической энергии на подстанции «Бустон» которое составило 60063473,26 кВт·ч.

6. Определены значения коэффициента мощности по суточным графикам нагрузок, которые составили $\cos \varphi_{T1} = 0,98$ для трансформатора Т1 и $\cos \varphi_{T2} = 0,95$ для трансформатора Т2.

7. Определен коэффициент активной мощности для подстанции как среднее значение от коэффициента мощности трансформатора Т1 и Т2, полученное значение $\cos \varphi_{ПС} = 0,965$, что является приемлемым для сетей 110 кВ [12].

3 Выбор трансформаторов

Как было определено в разделе 2 ВКР, силовые трансформаторы и подстанция в целом работают с загрузкой 102%. Данное значение является допустимым, однако в случае аварийной ситуации, например, выходом из строя одного трансформатора будет необходимо отключать часть потребителей подстанции для предотвращения повреждения оставшегося в работе трансформатора. Поэтому для повышения надежности электроснабжения потребителей необходимо выполнить замены силовых трансформаторов на более мощные.

При выборе силовых трансформаторов обычно пользуются методиками основанными на экономической эффективности, примеры методик представлены в [11], [13]. Однако этот метод не всегда эффективен, и из-за разницы в стоимости силовых трансформаторов, в большинстве случаев необходимо выбирать менее мощный. Однако ряд научных публикаций [2] говорят о необходимости выбора трансформаторов исходя из оптимального коэффициента загрузки. Оптимальным коэффициентом загрузки считается коэффициент равный максимуму КПД трансформатора. Этот коэффициент говорит о том, что в силовом трансформаторе будет минимум потерь мощности, что в совокупности с его низкой загрузкой продлит срок его службы и всегда позволит иметь резерв трансформаторных мощностей в системе. Так как на подстанции, установлено два трансформатора мощностью 6300 кВА, то для замены необходимо выбрать силовые трансформаторы исходя из условия:

$$S_T \geq \frac{S_{\max.ЛЭС} \cdot K_{I-II}}{k_{\text{дон.АП}} (n-1)}, \quad (13)$$

где K_{I-II} - коэффициент характеризующий долю потребителей первой и второй категории подключенных к подстанции, для городских сетей может быть принят равным 0,8;

$k_{доп.АП}$ - коэффициент допустимой аварийной перегрузки, для двухтрансформаторных подстанций принимается равным, 1,4;
 n - число трансформаторов на подстанции, принимается равным двум.

Тогда по выражению (13) определим, что мощность силовых трансформаторов должна быть больше либо равна:

$$S_T \geq \frac{S_{max.ЛС} \cdot K_{I-II}}{k_{доп.АП} (n-1)} = \frac{12858,38 \cdot 0,8}{1,4 \cdot (2-1)} = 7347,65. \text{ (кВА)}$$

Используя [3], [5] определим по стандартной шкале мощностей трансформаторы соответствующие условию (13). Подходящие силовые трансформаторы будут иметь мощности 10000 кВА, 16000 кВА и выше.

Для выбора оптимальной мощности трансформатора необходимо определить оптимальный коэффициент загрузки, для этого выберем из каталога производителя ООО «Тольяттинский трансформатор» силовые трансформаторы соответствующих мощностей и напряжений, данные занесем в таблицу 4.

Таблица 4 - Паспортные данные силовых трансформаторов

Марка	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %	Потери КЗ, кВт	Потери ХХ, кВт
		ВН	НН					
ТМН	10000	115	10,5	Yн/D-11	10,5	0,3	56	10
ТМН	16000	115	10,5	Yн/D-11	10,5	0,3	83	12

Согласно [2] оптимальный коэффициент загрузки определяется по выражению:

$$k_{з.опт} = \sqrt{\frac{\Delta P_x}{\Delta P_k}} \quad (14)$$

где ΔP_x - паспортное значение мощность потерь холостого хода, кВт;

ΔP_k - паспортное значение мощность потерь короткого замыкания, кВт.

Используя выражение (14) дополним таблицу 4 паспортных данных значением оптимального коэффициента загрузки и составим таблицу 5.

Таблица 5 - Паспортные данные силовых трансформаторов

Марка	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %	Потери КЗ, кВт	Потери ХХ, кВт	Значение оптимального коэффициента загрузки
		ВН	НН					
ТМН	10000	115	10,5	10,5	0,3	56	10	0,42
ТМН	16000	115	10,5	10,5	0,3	83	12	0,38

Проверим на оптимальность загрузки каждого из трансформаторов согласно имеющемуся годовому упорядоченному графику полной мощности. Для этого составим таблицы для двух трансформаторов с определенным коэффициентом загрузки. Коэффициент загрузки силового трансформатора будем определять по выражению:

$$k_3 = \frac{S_i}{n \cdot S_{ном.Т}}, \quad (15)$$

где S_i - полная мощность соответствующей ступени годового графика,

для которой определяется коэффициент загрузки, кВА;

$S_{ном.Т}$ - номинальное значение мощности силового трансформатора, кВА;

n - число одновременно работающих трансформаторов, шт.

Число одновременно работающих трансформаторов на подстанции определим из условия оптимальной экономической мощности. Оптимальная экономическая мощность определяется по выражению для трансформатора ТМН 10000:

$$S_{э.ПС} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P_x}{P_k}} = 10000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{10}{56}} = 5976,14, \text{ (кВА)} \quad (16)$$

Для трансформатора ТМН 16000:

$$S_{э.ПС} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P_x}{P_k}} = 16000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{12}{83}} = 8603,7, \text{ (кВА)} \quad (17)$$

Составим общую таблицу 6 с расчетом коэффициентов загрузки для каждой ступени годового графика по выражению (15) и с учетом полученных значений в выражениях (16) и (17).

Таблица 6 - Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов с учетом экономической мощности

Номер ступени	t_i , ч	S_i , кВА	k_z для ТМН 10000	k_z для ТМН 16000
1	2	3	4	5
1	114	12858.38	0.642919	0.401824
2	114	12812.25	0.640613	0.400383
3	114	12533	0.62665	0.391656
4	114	11267.38	0.563369	0.352105
5	114	10906.88	0.545344	0.34084
6	114	10872.25	0.543613	0.339758
7	114	10549.38	0.527469	0.329668
8	114	10424	0.5212	0.32575
9	251	10286.7	0.514335	0.321459
10	251	10249.8	0.51249	0.320306
11	114	10135.5	0.506775	0.316734
12	114	10119	0.50595	0.316219
13	251	10026.4	0.50132	0.313325
14	114	9546.25	0.477313	0.29832
15	114	9476.5	0.473825	0.296141
16	251	9013.9	0.450695	0.281684
17	114	8744.375	0.437219	0.273262
18	251	8725.5	0.436275	0.272672
19	251	8697.8	0.43489	0.271806
20	251	8439.5	0.421975	0.527469
21	251	8339.2	0.41696	0.5212
22	114	8200.375	0.410019	0.512523
23	251	8108.4	0.40542	0.506775
24	251	8095.2	0.40476	0.50595
25	114	7911.125	0.395556	0.494445
26	251	7637	0.38185	0.477313
27	251	7581.2	0.37906	0.473825
28	114	7282.625	0.364131	0.455164
29	251	6995.5	0.349775	0.437219
30	251	6560.3	0.328015	0.410019
31	251	6328.9	0.316445	0.395556
32	114	6262	0.3131	0.391375
33	251	5826.1	0.58261	0.364131
34	114	5813	0.5813	0.363313
35	114	5495.875	0.549588	0.343492
36	251	5009.6	0.50096	0.3131
37	114	4965.5	0.49655	0.310344
38	251	4650.4	0.46504	0.29065
39	251	4396.7	0.43967	0.274794
40	251	3972.4	0.39724	0.248275
41	114	3135.875	0.313588	0.195992

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
42	114	2993.5	0.29935	0.187094
43	114	2871.625	0.287163	0.179477
44	114	2542.375	0.254238	0.158898
45	251	2508.7	0.25087	0.156794
46	251	2394.8	0.23948	0.149675
47	251	2297.3	0.22973	0.143581
48	251	2033.9	0.20339	0.127119

Для трансформатора ТМН 10000 начиная со ступени 33 (таблица 6) при расчете коэффициента загрузки было принято $n=1$, так как потребляемая мощность стала ниже чем $S_{\text{нлс}} = 5976,14$ кВА полученное в выражении (16).

Для трансформатора ТМН 16000 начиная со ступени 20 (таблица 6) при расчете коэффициента загрузки было принято $n=1$, так как потребляемая мощность стала ниже чем $S_{\text{нлс}} = 8603,7$ кВА полученное в выражении (17).

Для анализа полученных результатов построим диаграмму, представленную на рисунке 9.

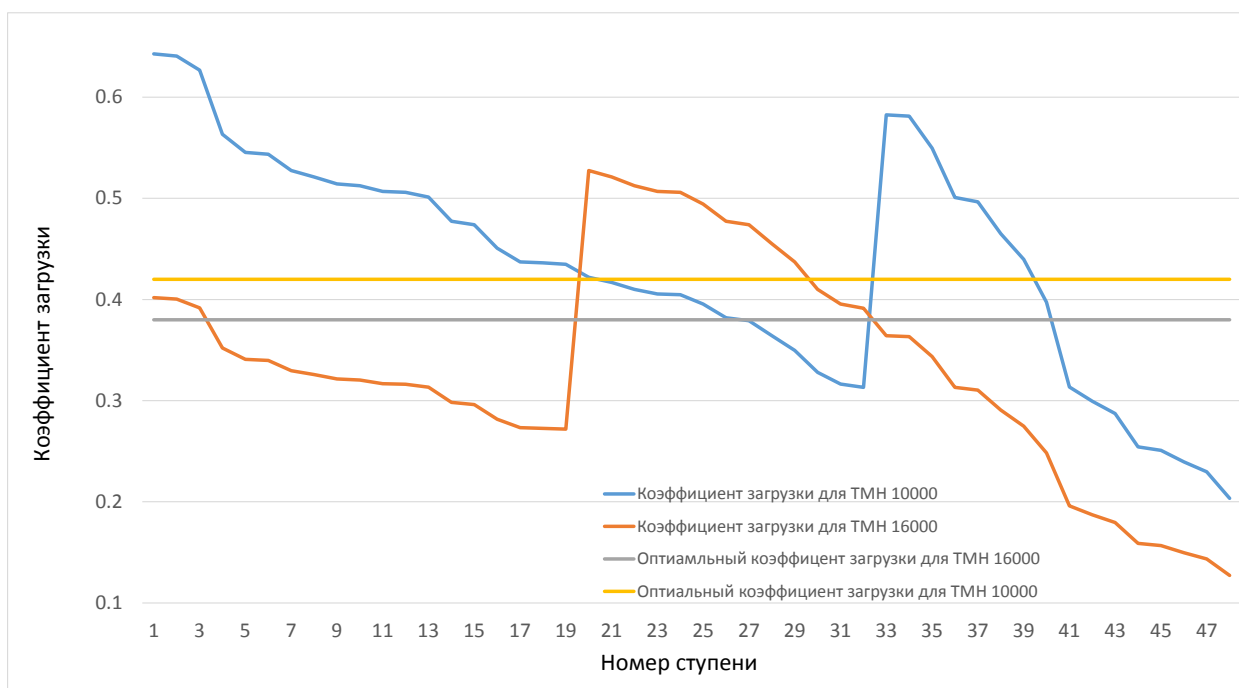


Рисунок 9 - Диаграмма изменения коэффициентов загрузки

Анализ данных таблицы 6 и диаграммы представленной на рисунке 9 говорит о том, что среднее значение коэффициента загрузки для трансформатора ТМН 10000 составило 0,43, а для трансформатора ТМН 16000 0,33. Наиболее близко к оптимальному значению коэффициент загрузки трансформатора ТМН 10000, поэтому к установке на подстанции примем два силовых трансформатора ТМН 10000/110/10 кВ.

Выводы по разделу 3:

1. Определена мощность трансформаторов, подходящих для замены на подстанции «Бустон» 110/10 кВ. Выбраны два силовых трансформатора: ТМН 10000/110/10 и ТМН 16000/110/10. Определены паспортные данные трансформаторов по каталогам ООО «Тольяттинский Трансформатор».

2. Определены оптимальные значения коэффициентов загрузки. Для трансформатора ТМН 10000 равный 0,42, а для ТМН 16000 равный 0,38.

3. Получено значение экономической мощности для каждого из трансформаторов: для ТМН 10000, $S_{э,ПС} = 5976,14$ (кВА), для ТМН 16000 $S_{э,ПС} = 8603,7$ (кВА).

4. Рассчитаны значения коэффициентов загрузки при установке на подстанции трансформаторов ТМН 10000 и ТМН 16000 с учетом отключения одного из трансформаторов при снижении нагрузке ниже экономической мощности.

5. Определены средние значения коэффициентов загрузки для трансформаторов ТМН 10000 и ТМН 16000. Получено, что среднее значения коэффициента загрузки для трансформаторов ТМН 10000 составило 0,43 при оптимальном 0,42, а для ТМН 16000 составило 0,33 при оптимальном 0,38. Исходя из того, что средний коэффициент загрузки для ТМН 10000 получился ближе к оптимальному и на основании более низкой стоимости к установке на подстанции приняты трансформаторы ТМН 10000.

4 Расчет токов короткого замыкания

Проектом предусматривается увеличение установленной мощности подстанции и замена силовых трансформаторов на более мощные, величина токов короткого замыкания на стороне ВН и НН подстанции изменится поэтому необходимо провести расчет токов короткого замыкания для выбора оптимальных параметров оборудования подстанции.

4.1 Расчет симметричных токов короткого замыкания

Для расчета симметричных токов короткого замыкания составим расчетную схему и схему замещения. Расчетная схема включает в себя энергосистему, линию связи с энергосистемой, силовой трансформатор. При составлении расчетной схемы не учитывается, наличие второго трансформатора, так как трансформаторы работают не параллельно, режим параллельной работы может вызвать существенное завышение расчетных значений ТКЗ и как следствие не оптимальный выбор коммутационного оборудования. Расчетная схема и схема замещения представлены на рисунке 10.

На расчетной схеме показаны все элементы включая:

- Энергосистему,
- Воздушную линию электропередачи,
- Линейный разъединитель,
- Трансформаторный разъединитель,
- Высоковольтный выключатель 110 кВ,
- Силовой трансформатор 110/10 кВ,
- Высоковольтный выключатель 10 кВ,
- Система шин 10 кВ.

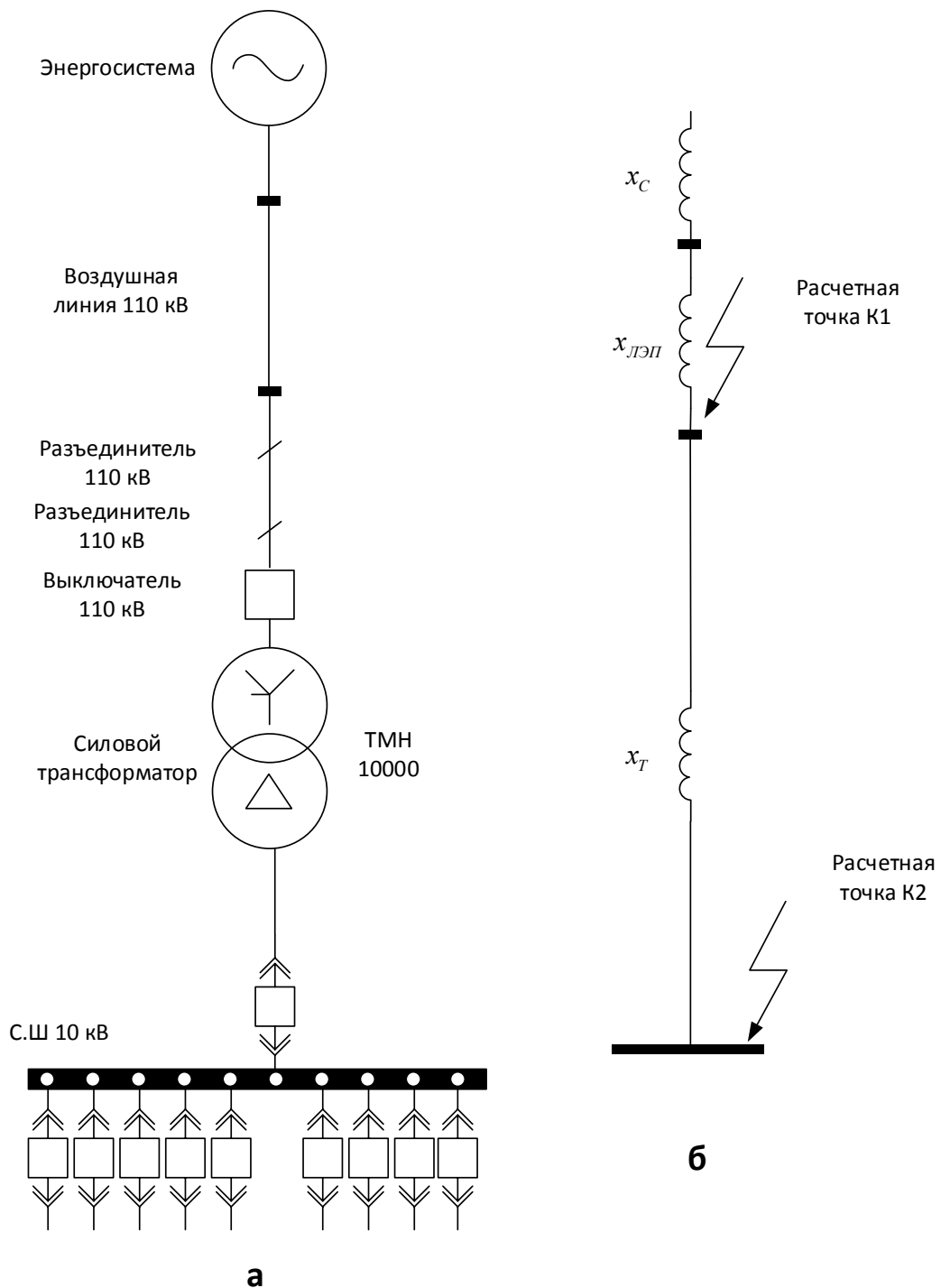


Рисунок 10 - Расчетная схема (а) и схема замещения (б) для определения токов короткого замыкания

Не все оборудование, представленное на расчетной схеме (рисунок 10 а), влияет на уровень токов короткого замыкания. При расчете токов короткого замыкания на напряжение выше 1000 В учитывают только индуктивные сопротивления элементов, при этом не учитывают активные. Поэтому на схеме замещения учитывается только сопротивление системы x_C ,

сопротивление воздушной линии $x_{ЛЭП}$, сопротивление силового трансформатора x_T .

Расчет токов короткого замыкания выполним по методике представленной в [13], согласно которой определим:

1. Сопротивление системы:

$$x_{*бС} = \frac{S_{б}}{S_{к}} = \frac{1000}{3400} = 0,294, \quad (18)$$

где $S_{к}$ - мощность короткого замыкания во внешней энергосистеме, для расчетов примем 3400 МВА.

2. Сопротивление ЛЭП:

$$x_{*бЛ} = x_{уд} l \frac{S_{б}}{U_{ср}^2} = 0,4 \cdot 71 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,147, \quad (19)$$

где l - длина трассы воздушной линии, км;

$x_{уд}$ - удельное сопротивление воздушной линии, примем равной 0,4 Ом/км.

3. Сопротивление силового трансформатора:

$$x_{*бТ} = \frac{u_{кз}}{100} \frac{S_{б}}{S_{номТ}} = \frac{10,5}{100} \frac{1000}{10} = 10,5, \quad (20)$$

где $S_{номТ}$ - номинальная мощность силового трансформатора, МВА.

Результирующее сопротивление до расчетной точки К1:

$$x_{*резК1} = x_{*бС} + x_{*бЛ} = 0,294 + 2,174 = 2,442. \quad (21)$$

Результирующее сопротивление до расчетной точки К2:

$$x_{*резK2} = x_{*резK1} + x_{*бГ} = 2,442 + 10,5 = 12,942. \quad (22)$$

Для определения значения периодической составляющей тока короткого замыкания воспользуемся выражением:

$$I_{но} = \frac{E'_{*б}}{x_{*брез}} \cdot \frac{S_{б}}{\sqrt{3}U_{б}}, \quad (23)$$

где $S_{б}$ – базисная мощность, МВА;

$U_{б}$ – базисное напряжение, кВ;

$E'_{*б}$ – сверхпереходная ЭДС, о.е.;

$x_{*брез}$ – результирующее сопротивление до расчетной точки короткого замыкания.

Используя выражение (23), определим значение периодической составляющей тока короткого замыкания для стороны 110 кВ:

$$I_{ноK1} = \frac{E'_{*б}}{x_{*брезK1}} \cdot \frac{S_{б}}{\sqrt{3}U_{вн}} = \frac{1}{2,442} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2,056.$$

Используя выражение (23), определим значение периодической составляющей тока короткого замыкания для стороны 10 кВ:

$$I_{ноK2} = \frac{E'_{*б}}{x_{*брезK1}} \cdot \frac{S_{б}}{\sqrt{3}U_{нн}} = \frac{1}{12,942} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,24875.$$

Далее необходимо определить значения ударного тока короткого замыкания. Для этого используем выражение:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot k_{уд}, \quad (24)$$

где $k_{y\partial}$ - ударный коэффициент, выбирается исходя из удаленности расчетной точки от генерации энергосистемы.

По выражению (24) определим значение ударного тока короткого замыкания для расчетной точки К1 (на стороне 110 кВ):

$$i_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot I_{ноK1} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 2,056 \cdot 1,8 = 5,234.$$

По выражению (24) определим значение ударного тока короткого замыкания для расчетной точки К2 (на стороне 10 кВ):

$$i_{y\partial K2} = \sqrt{2} \cdot I_{ноK2} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 4,24875 \cdot 1,94 = 11,6567.$$

4.2 Расчет несимметричных токов короткого замыкания

При выборе оборудования понизительной подстанции, используются значения симметричных токов короткого замыкания. Однако в ряде случаев, необходимо выполнять проверку и по уровню не симметричных токов короткого замыкания. Кроме того, значения несимметричных токов короткого замыкания должны быть использованы при расчете уставок релейной защиты и системной автоматики понизительной подстанции и линий электропередачи.

Для расчета не симметричных токов короткого замыкания, к которым относятся однофазные, двухфазные и двухфазные на землю токи короткого замыкания составляются схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей, так как расчет токов ведется методом симметричных составляющих. Схема замещения прямой последовательности аналогична схеме для расчета симметричных токов короткого замыкания, показанная на рисунке 10б, также как и схема обратной последовательности. Составим дополнительно схему нулевой последовательности для расчетной схемы

представленной на рисунке 10а. Схема нулевой последовательности представлена на рисунке 11. Для силовых двухобмоточных трансформаторов, со схемами соединения обмоток Y0/D, сопротивление $x_{\mu 0}$ имеет достаточно большое значение, поэтому в расчетах его не учитывают.

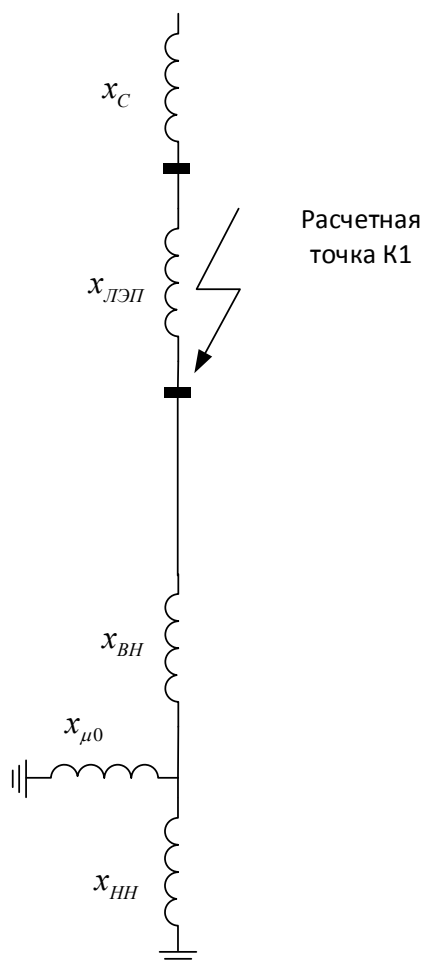


Рисунок 11 - Схема замещения нулевой последовательности

Поэтому схема замещения нулевой последовательности без учета $x_{\mu 0}$ примет вид представленный на рисунке 12, эту схему будем использовать для расчета несимметричных токов короткого замыкания. Как видно из рисунка 12, на схеме не указана расчетная точка К2, поэтому все несимметричные токи КЗ могут быть рассчитаны только для точки К1.

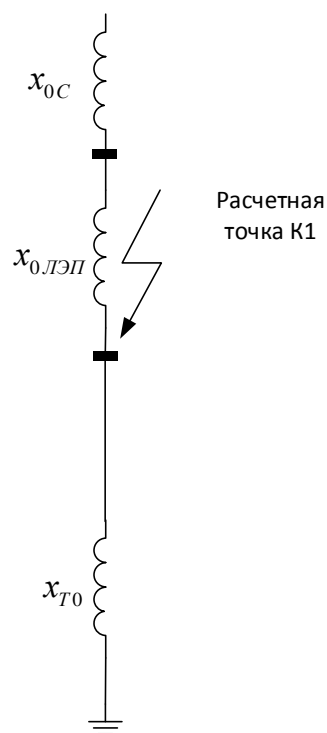


Рисунок 12 - Схема замещения нулевой последовательности используемая в расчетах

Определим параметры схем замещения для обратной и нулевой последовательностей.

Сопротивление системы обратной последовательности:
 $x_C = x_{C2} = x_{*6C} = 0,294$.

Сопротивление системы нулевой последовательности:
 $x_C = x_{0C} = x_{*6C} = 0,294$.

Сопротивление ЛЭП для схемы обратной последовательности:
 $x_{ЛЭП} = x_{2ЛЭП} = x_{*6Л} = 2,147$.

Сопротивление ЛЭП для схемы нулевой последовательности:
 $x_{0ЛЭП} = 3,5 \cdot x_{*6Л} = 3,5 \cdot 2,147 = 7,5145$.

Сопротивление трансформатора для схемы обратной последовательности: $x_T = x_{2T} = x_{*6T} = 10,5$.

Сопротивление трансформатора для схемы нулевой последовательности: $x_T = x_{0T} \approx x_{*6T} = 10,5$.

Сопротивление до расчетной точки К1 для схемы нулевой последовательности:

$$x_{*0\text{рез}K1} = x_{0C} + x_{0ЛЭП} + x_{0T} \quad (25)$$

$$x_{*0\text{рез}K1} = 0,294 + 7,516 + 10,5 = 18,31$$

Базисный ток на стороне ВН:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{вн}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,026 \text{ (кА)} \quad (26)$$

Однофазный ток КЗ в расчетной точке К1, периодическая составляющая:

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{3I_{\delta} \cdot E_{* \delta}''}{2 \cdot x_{*\text{рез}K1} + x_{*0\text{рез}K1}} = \frac{3 \cdot 5,026 \cdot 1}{2 \cdot 2,441 + 18,31} = 0,65 \text{ (кА)} \quad (27)$$

Ударный ток однофазного КЗ в расчетной точке К1:

$$i_{y\delta}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(1)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 0,65 \cdot 1,8 = 1,655 \text{ (кА)} \quad (28)$$

Двухфазный ток КЗ на землю в расчетной точке К1, периодическая составляющая:

$$I_{n0}^{(1.1)} = \frac{3I_{\delta} \cdot E_{* \delta}''}{x_{*\text{рез}K1} + 2 \cdot x_{*0\text{рез}K1}} = \frac{3 \cdot 5,026 \cdot 1}{2,441 + 2 \cdot 18,31} = 0,386 \text{ (кА)} \quad (29)$$

Ударный ток двухфазного КЗ на землю в расчетной точке К1:

$$i_{y\delta}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(1.1)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 0,386 \cdot 1,8 = 0,983 \text{ (кА)} \quad (30)$$

Двухфазный ток КЗ в расчетной точке К1, периодическая составляющая:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\sigma} \cdot E_{*\sigma}''}{2 \cdot x_{*рез K1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,026 \cdot 1}{2 \cdot 2,441} = 1,781 \text{ (кА)} \quad (31)$$

Ударный ток двухфазного КЗ в расчетной точке К1:

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(2)} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,781 \cdot 1,8 = 4,533 \text{ (кА)} \quad (32)$$

Базисный ток на стороне НН:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{нн}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ (кА)} \quad (33)$$

Двухфазный ток КЗ в расчетной точке К2, периодическая составляющая:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\sigma} \cdot E_{*\sigma}''}{2 \cdot x_{*рез K1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 55,05 \cdot 1}{2 \cdot 12,942} = 3,68 \text{ (кА)} \quad (34)$$

Ударный ток двухфазного КЗ в расчетной точке К2:

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(2)} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 3,68 \cdot 1,94 = 10,09, \text{ (кА)} \quad (35)$$

Значения токов короткого замыкания, полученные в разделах 4.1 и 4.2 сведем в итоговую таблицу 7.

Таблица 7 - Сводная таблица расчетных значений токов короткого замыкания на подстанции

Точка	Значения токов КЗ
-------	-------------------

	$I_{n0}^{(3)} / i_{y\partial}^{(3)}$	$I_{n0}^{(1)} / i_{y\partial}^{(1)}$	$I_{n0}^{(1.1)} / i_{y\partial}^{(1.1)}$	$I_{n0}^{(2)} / i_{y\partial}^{(2)}$
К1	2,056/5,234	0,65/1,655	0,386/0,983	1,781/4,533
К2	4,24875/11,6567	-	-	3,68/10,09

Выводы по разделу 4:

1. Составлена схема для расчета симметричных и несимметричных токов короткого замыкания и определены параметры схем.

2. Получены значения трехфазного тока короткого замыкания на стороне ВН и на стороне НН подстанции.

4. Получены значения несимметричных токов короткого замыкания на стороне ВН и НН подстанции.

5. Определены значения токов короткого замыкания, которые необходимо использовать для выбора и проверки оборудования подстанции. По полученным результатам выбор оборудования будем производить относительно трехфазных токов короткого замыкания, так как они имеют максимальные значения по сравнению с другими видами токов короткого замыкания на подстанции.

5 Выбор оборудования электрической подстанции

Выбор оборудования подстанции выполняется на основании данных полученных в разделах 1 и 5 ВКР.

Основным оборудованием подстанции, подлежащим выбору, являются [22]:

1. Высоковольтные выключатели на напряжение 110 и 10 кВ.
2. Высоковольтные разъединители на напряжение 110 кВ, с одним и двумя заземляющими ножами.
3. Измерительные трансформаторы тока на напряжение 110 и 10 кВ.
4. Ограничители перенапряжений нелинейные, на напряжение 110 и 10 кВ.
5. Измерительные трансформаторы напряжения на напряжение 10 кВ.

Все основные параметры выбора оборудования уже были рассчитаны в предыдущих разделах ВКР. Дополнительные параметры проверки, будут рассчитаны под конкретный тип оборудования [4].

5.1 Выбор оборудования электрической части понизительной подстанции после реконструкции на стороне 110 кВ

К установке на подстанции будем выполнять проверку элегазовых выключателей марки ВГТ-110.

Требуемое значение номинального тока выключателя:

$$I_{\text{ном.выкл}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 70,286 \text{ (А)} \quad (36)$$

Значение времени момента размыкания контактов выключателя:

$$\tau_{\text{откл}} = t_{P3 \text{ min}} + t_{\text{с.в.откл}} = 0,01 + \Delta t_c + t_{\text{с.в.откл}}, \quad (37)$$

где $t_{P3\min}$ - минимальное время срабатывания релейной защиты; $t_{с.в.откл}$ - собственное время отключения выключателя.

Для рассматриваемого выключателя ВГТ определим по выражению (37) значение времени момента размыкания контактов:

$$\tau_{откл} = 0,01 + 0,038 = 0,048. \text{ (с)} \quad (38)$$

Ток в момент размыкания контактов выключателя:

$$I_{нт} = \gamma \cdot I_{n0}, \quad (39)$$

где γ - коэффициент затухания периодической составляющей тока КЗ.

Для определения коэффициента затухания определим отношение тока системы к току периодической составляющей в начальный момент времени:

$$I_{*n0(H)} = \frac{I_{n0}}{I_H} = \frac{I_{n0} \cdot U_{ном}}{S_k} = \frac{2,056 \cdot 115}{3400000} = 6,95 \approx 7, \quad (40)$$

Используя значение полученное в выражении (40), определим кривую на рисунке 13, (показана красным цветом). Воспользуемся значением времени полученном в выражении (38) и определим $\gamma = 0,64$, тогда по выражению (39) получим:

$$I_{нт} = \gamma \cdot I_{n0} = 0,64 \cdot 2,056 = 1,31584. \text{ (кА)}$$

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в момент размыкания контактов выключателя:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\frac{\tau_{откл}}{T_a}}, \quad (41)$$

где T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ для расчетной точки установки высоковольтного выключателя.

Для стороны 110 кВ проектируемой подстанции постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ:

$$T_a = \frac{x_\Sigma}{r_\Sigma} \cdot \frac{1}{2\pi f}, \quad (42)$$

где $\frac{x_\Sigma}{r_\Sigma}$ - отношение индуктивного и активного сопротивления цепи до

точки КЗ;

f - частота напряжения в сети, равная 50 Гц.

Так как до расчетной точки КЗ – К1 в расчетной схеме (рисунок 10а) присутствуют система и линия, то определим соотношение сопротивлений,

приняв, что отношение для системы, равно $\frac{x_C}{r_C} = 50$. Тогда зная индуктивное

сопротивление линии, $x_L = 0,4 \cdot 71 = 28,4$, активное сопротивление линии

$r_L = 0,3 \cdot 71 = 21,3$, тогда $\frac{x_L}{r_L} = \frac{28,4}{21,3} = 1,3$. Тогда суммарное сопротивление до

точки установки высоковольтного выключателя, будет равно 51,3 и по выражению (42) получим:

$$T_a = \frac{x_\Sigma}{r_\Sigma} \cdot \frac{1}{2\pi f} = 51,3 \cdot \frac{1}{2\pi \cdot 50} = 0,163,$$

а аperiodическая составляющая в момент размыкания контактов выключателя:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-\tau_{откл}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,056 \cdot e^{\frac{-0,048}{0,163}} = 2,166. \text{ (кА)}.$$

Для рассматриваемого к установке высоковольтного выключателя, определим номинальное значение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл,ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{23}{100}\right) = 69,57,$$

где $I_{откл,ном}$ - номинальный ток отключения выключателя;

β - содержание аperiodической составляющей в токе КЗ в момент размыкания контактов выключателя, определяется по расчетным кривым по значению $\tau_{откл}$ из [10], $\beta = 23\%$.

Для проверки на термическую стойкость необходимо определить тепловой импульс тока КЗ:

$$B_K = (I_{no}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} \cdot T_a) = 2,056^2 \cdot (0,038 \cdot 0,163) = 0,0261 \quad (43)$$

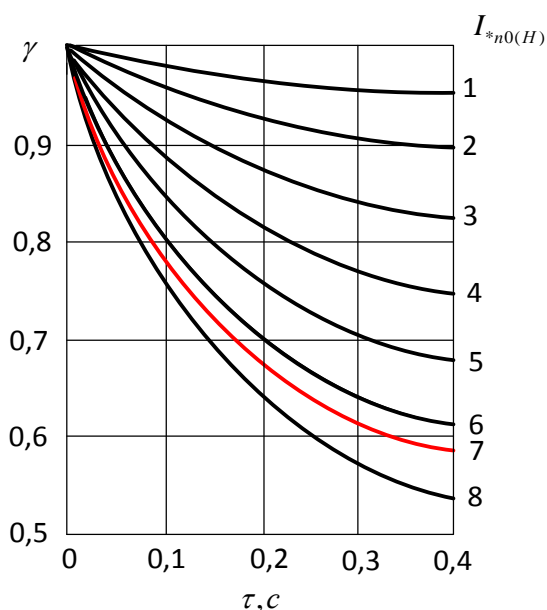


Рисунок 13 - Кривые для определения коэффициента затухания периодической составляющей тока КЗ

Таблица 8 - Параметры выбора высоковольтного выключателя 110 кВ

Наименование параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра	Единица измерения параметра	Соответствие расчетного значения каталожному
Номинальное напряжение	110	110	кВ	да
Номинальный ток	70,286	2000	А	да
Номинальный ток отключения (периодическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов), $I_{нт}$	1,31584	40	кА	да
Номинальный ток отключения (апериодическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов), $i_{ат}$	2,166	69,57	кА	да
Проверка по электродинамической стойкости	2,056	40	кА	да
Проверка по динамической стойкости	5,234	102	кА	да
Проверка на термическую стойкость	0,0261	4800	А ² с	да

К установке на подстанции принимаем высоковольтный колонковый выключатель с элегазовой изоляцией марки ВГТ-110 [1].

Также на подстанции необходимо выбрать к установке разъединители. На подстанции устанавливаются разъединители в цепи линии, в цепи трансформатора и в ремонтной перемычке. Все разъединители будут иметь одинаковые условия выбора, но различаться по конструктивному исполнению, так как согласно схемы подстанции необходимо установить разъединители с двумя и одним заземляющим ножом. Так как условия и параметры выбранных разъединителей на напряжение 110 кВ одинаковые, то выберем однотипные разъединители марки РГ-110. Параметры выбора разъединителей отличаются от параметров выбора выключателей тем, что разъединитель не производит коммутаций. При выборе разъединителя

используем ранее рассчитанные параметры для высоковольтного выключателя, выбор сведем в таблицу 9.

Таблица 9 - Параметры выбора высоковольтного разъединителя

Наименование параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра	Единица измерения параметра	Соответствие расчетного значения каталожному
Номинальное напряжение	110	110	кВ	да
Номинальный ток	70,286	1000	А	да
Проверка по динамической стойкости	5,234	80	кА	да
Проверка на термическую стойкость	0,0261	2976,75	А ² с	да

Все параметры разъединителя удовлетворяют расчетным и этот разъединитель марки РГ-110 [9] может быть принят к установке на подстанции.

Для проведения измерений тока на подстанции должны быть предусмотрены измерительные трансформаторы тока. Для установки на подстанции, согласно выбранной схемы должны быть предусмотрены измерительные трансформаторы тока в цепи линии и в цепи силового трансформатора. Для установки на подстанции предлагается рассмотреть вариант установки комбинированных оптических трансформаторов тока и напряжения, а также оптических трансформаторов тока [21]. В цепи силового трансформатора предлагается установить оптический трансформатор тока, а цепи линии – комбинированный оптический измерительный трансформатор, который сочетает в себе как функции измерения тока и напряжения. Отличительной особенностью выбора оптических трансформаторов тока и напряжения является отсутствие необходимости расчета мощности подключаемых измерительных приборов [21], так как все подключения выполняются по цифровому интерфейсу. Однако, необходимо провести выбор по электрическим параметрам сети, аналогичный выбору

разъединителей. Выбор трансформаторов тока сведем в таблицу. Для установки на подстанции выполним проверку возможности использования зарубежного оборудования, так как в настоящее время отсутствуют каталожные данные для подобного оборудования российского производства. Рассмотрим комбинированный измерительный трансформатор марки NXVCT и трансформатор тока NXCT производства компании NHT phase, Канада.

Так как каталожные параметры измерительных трансформаторов соответствуют расчетным (таблица 10), то к установке на подстанции принимаем выбранные оптические измерительные трансформаторы.

Для установки трансформаторов тока на вводах силового трансформатора применим также оптические трансформаторы, но только российского производства марки ТТЭО – Г – 3 – 100. Проверка данных трансформаторов не требуется, так как они устанавливаются на вводе силового трансформатора и имеют гибкую контракцию, ио не имеют токовых частей.

Для открытого распределительного устройства на стороне 110 кВ необходимо выбрать сборные шины и токоведущие части для присоединения силового трансформатора. На подстанции предлагается использовать гибкую ошиновку. Для выбора проводников сечения проводника выберем по максимальному току:

$$I_{\max} = 1,4 \frac{S_{\text{ном.Г}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = 1,4 \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,5 \text{ (А)} \quad (44)$$

Таблица 10- Таблица выбора измерительных трансформаторов

Наименование параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра для комбинированного	Каталожное значение параметра для трансформатора тока	Единица измерения параметра	Соответствие расчетного значения
1	2	3	4	5	6

Номинальное напряжение	110	110	110	кВ	да
------------------------	-----	-----	-----	----	----

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6
Номинальный ток	70,286	100	100	А	да
Проверка на электродинамическую стойкость	5,234	170	170	кА	да
Проверка на термическую стойкость	0,0261	3969	3969	А ² с	да

Сечение провода:

$$q = \frac{I_{\max}}{J} = \frac{I_{\max}}{1} = 73,5 \text{ (мм}^2\text{)} \quad (45)$$

Полученное значение округляем до ближайшего большего и выбираем провод марки АС-95/16. Расстояние между фазами принимаем 300 мм. Для данного провода допустимый ток составляет 330 А, что удовлетворяет условию.

Проверку на термическую стойкость выбранного провода не проводим, так как все провода расположены на открытом воздухе. Проверка на сближение проводов также не проводится так как расчетное значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в начальный момент времени меньше 20 кА [10]. Выполним проверку на коронирование, так как для напряжения 110 кВ минимальным сечением является 70 мм². Определим значение начальной критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,68}} \right) = 33,8 \text{ (кВ/см)} \quad (46)$$

Напряженность электрического поля вокруг провода:

$$E = \frac{0,354U}{r_0 \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 110}{0,68 \cdot \lg \frac{300}{0,68}} = 21,65 \text{ (кВ/см)} \quad (47)$$

Коронирование провода не происходит если выполняется условие:

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (48)$$

Проверим данное условие по полученным в (46) и (47) значениям:

$$1,07 \cdot 21,65 = 23,169 < 30,42 = 0,9 \cdot 33,8$$

Так как условие выполняется, коронирования проводов гибкой ошиновки ОРУ 110 кВ нет.

5.2 Выбор оборудования электрической части понизительной подстанции после реконструкции на стороне 10 кВ

Для установки в закрытом распределительном устройстве подстанции выберем комплектные ячейки заводского производства. Преимуществом комплектных ячеек заводского производства является упрощение выбора оборудования при проектировании. Основным этапом при выборе оборудования является выбор выключателя, измерительных трансформаторов тока и напряжения. Типы ячеек, подлежащих выбору:

1. Вводная ячейка (2шт)
2. Секционного выключателя (1 шт)
3. Ячейка секционного разъединителя (1 шт)
4. Ячейка трансформатора напряжения (2 шт)
5. Ячейка отходящей линии (5 шт)
6. Резервные ячейки (2 шт.)

Выберем выключатель для каждого типа ячеек. Выключатели устанавливаются в следующие типы ячеек: вводная ячейка; ячейка секционного выключателя; ячейка отходящей линии.

Номинальный ток определим по выражению (36).

Для вводной и секционной ячеек:

$$I_{\text{ном.выкл}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808,3 \text{ (А)}$$

Для ячеек отходящих линий:

$$I_{\text{ном.выкл}} = \frac{S_{\text{max.потр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 173,2 \text{ (А)}$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ для шин 10 кВ подстанции по [10] и [13] равна $T_a = 0,12$, тогда по выражению (41) получим:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,24875 \cdot e^{\frac{-0,03}{0,12}} = 4,679 \text{ (кА)}$$

Номинальное значение апериодической составляющей тока КЗ для вакуумных выключателей:

$$i_{a\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 24,748 \text{ (кА)}$$

Тепловой импульс в момент размыкания контактов выключателя:

$$B_K = (I_{\text{но}}^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 4,24875^2 \cdot (0,03 + 0,12) = 2,7.$$

Выбор выключателей на стороне 10 кВ сведем в таблицу 11.

Так как расчетные значения не превышают каталожных к установке принимаем вакуумные выключатели, входящие в комплектные распределительные ячейки КРУ 2-15Р производства компании «АПЕКС» [17]. Для установки на подстанции примем шинные трансформаторы тока марки ТТЭО – Ш – 3. Данный тип трансформаторов необходимо выбрать только по номинальному току для каждого типа ячейки, Выбор трансформаторов тока сведем в таблицу 12.

Таблица 11 - Выбор высоковольтных выключателей 10 кВ

Наименование параметра	Тип ячейки					
	Вводная ячейка ВБМУ-10-12,5		Ячейка секционного выключателя ВБМУ-10-12,5		Ячейка отходящей линии ВБМУ-10-12,5	
	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра
1	2	3	4	5	6	7
Номинальное напряжение	10 кВ	10 кВ	10 кВ	10 кВ	10 кВ	10 кВ
Номинальный ток	808,3 А	1250 А	808,3 А	1250 А	173,2 А	630 А
Номинальный ток отключения (периодическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов), $I_{нт}$	11,6567 кА	12,5 кА	11,6567 кА	12,5 кА	11,6567 кА	12,5 кА
Номинальный ток отключения (апериодическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов), $i_{ат}$	4,679 кА	24,478 кА	4,679 кА	24,478 кА	4,679 кА	24,478 кА
Проверка по электродинамической стойкости	4,24875 кА	12,5 кА	4,24875 кА	12,5 кА	4,24875 кА	12,5 кА
Проверка по динамической стойкости	11,6567 кА	32 кА	11,6567 кА	32 кА	11,6567 кА	32 кА
Проверка на термическую стойкость	2,7 кА ² с	3072 кА ² с	2,7 кА ² с	3072 кА ² с	2,7 кА ² с	3072 кА ² с

Таблица 12 - Выбор измерительных трансформаторов тока на стороне 10 кВ

Наименование параметра	Тип ячейки		
	Вводная ячейка ВБМУ-10-12,5	Ячейка секционного выключателя	Ячейка отходящей линии ВБМУ-10-12,5

			ВБМУ-10-12,5			
	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра
1	2	3	4	5	6	7
Номинальный ток	808,3 А	1000 А	808,3мА	1000 А	173,2 А	200 А
Марка ТТ	ТТЭО-Ш-3-1000		ТТЭО-Ш-3-1000		ТТЭО-Ш-3-200	

Для измерения напряжения на подстанции, на стороне 10 кВ необходимо предусмотреть установку оптических трансформаторов напряжения. К установке предлагаются оптические трансформаторы напряжения марки ЦТТ 6(10) производства ООО НПО «Цифровые измерительные трансформаторы» [20].

Выводы по разделу 5:

1. Выбраны высоковольтные выключатели на стороне 110 и 10 кВ проектируемой подстанции. На стороне 110 кВ принят высоковольтный колонковый выключатель ВГТ-110, на стороне 10 кВ вакуумный выключатель ВБМУ-10-12,5.

2. Выбраны разъединители марки РГ-110-2 и РГ-110-1 для установки на ОРУ 110 кВ проектируемой подстанции.

3. Выбрана гибкая ошиновка ОРУ 110 кВ и выполнена проверка на коронированные проводов. Гибкую ошиновку ОРУ 110 кВ предполагается выполнить приводом парк AC-95/16.

4. Выбраны оптические трансформаторы тока и напряжения, которые позволяют осуществлять подключение измерительных цепей и цепей релейной защиты. При этом все сигналы передаются по оптическим каналам связи и не требуется дополнительная проверка измерительных трансформаторов и выбор их по мощности обмоток.

6 Дифференциальная защита силового трансформатора

Данные для расчета уставок дифференциальной защиты силового трансформатора (ДЗСТ) представлены в таблице 13. При расчете уставок ДЗСТ использованы источники [8], [7], [25]. В качестве устройства релейной защиты выбраны микропроцессорные, так как использование электромеханических и электронных устройств не актуально [23]

Таблица 13 - Исходные данные для расчета уставок релейной защиты силового трансформатора

Параметр	Обозначение параметра	Значение	Единица измерения
Номинальная мощность силового трансформатора	$S_{ном}$	10000	кВА
Номинальное напряжение обмотки ВН	$U_{ВН}$	115	кВ
Номинальное напряжение обмотки НН	$U_{НН}$	10,5	кВ
Число ступеней регулирования РПН	n	19	шт.
Шаг регулирования РПН	ΔU	1,78	%

Значения максимальных погрешностей измерительных ТТ:

$$\varepsilon_{макс} = 0,1; \varepsilon_{мин} = 0,1; \varepsilon_{0,5} = 0,1; \varepsilon_{раб,макс} = 0,1; \varepsilon_{1,5} = 0,1.$$

Номинальный ток в обмотках ВН:

$$I_{ВН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2. \text{ (А)} \quad (49)$$

Номинальный ток в обмотках НН:

$$I_{HH} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,85. \text{ (A)} \quad (50)$$

Максимальный ток в канале измерения:

обмотка ВН:

$$I_{\text{макс ПТН ВН}} = k_{\text{пер}} \cdot \frac{I_{n0}^{(3)}}{K_{\text{ТТ ВН}}} = 2 \cdot \frac{2056}{80} = 51,4. \text{ (A)} \quad (51)$$

где $k_{\text{пер}} = 2$ – коэффициент переходного режима;

$K_{\text{ТТ}}$ - коэффициент трансформации ТТ.

обмотка НН:

$$I_{\text{макс ПТН НН}} = k_{\text{пер}} \cdot \frac{I_{n0}^{(3)}}{K_{\text{ТТ НН}}} = 2 \cdot \frac{4248}{600} = 14,16. \text{ (A)} \quad (52)$$

Проверка платы преобразования тока в напряжение (ПТН):

на стороне ВН:

$$\frac{I_{\text{ВН}}}{K_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{50,2}{80} = 0,6, \text{ (A)} \quad (53)$$

на стороне НН:

$$\frac{I_{\text{НН}}}{K_{\text{ТТ НН}}} = \frac{549,9}{600} = 0,9165. \text{ (A)} \quad (54)$$

Для стороны ВН и НН ПТН выбраны правильно.

Выполним расчет уставки дифференциальной токовой отсечки (ДТО).

Относительный расчётный ток небаланса определяется после определения диапазона регулирования:

$$U_{\text{pez}} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} = \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} = 0,16. \quad (55)$$

Значение относительного расчётного тока небаланса при максимальном тормозном токе внешнего КЗ:

$$I_{\text{НБ расч}} = (k_{\text{неп2}} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{\text{макс}} + U_{\text{pez}} + \gamma) \cdot \frac{I_{\text{К макс НН прив}}}{I_{\text{ВН}}}, \quad (56)$$

$$I_{\text{НБ расч}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,05) \cdot \frac{387,95}{50,2} = 3,55, \text{ (о.е)}$$

где $k_{\text{неп2}}$ - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме, примем 2;

k_a - коэффициент однотипности измерительных трансформаторов тока, примем 1;

$I_{\text{К макс НН прив}}$ - ток КЗ на стороне НН приведённый к стороне ВН;

$\varepsilon_{\text{макс}}$ - максимальное значение погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току $I_{\text{К макс НН прив}}$;

$I_{\text{ВН}}$ - ток в обмотке ВН;

γ - относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч, примем равной 5%.

Уставка ДТО:

$$I_{\text{ДТО}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ расч}} = 1,2 \cdot 3,55 = 4,27, \text{ (о.е)} \quad (57)$$

где $K_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, примем равным 1,2;

Расчет уставки начального тока срабатывания ДЗТ.

Относительный расчетный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ расч}} = 0,5 \cdot (k_{\text{неп3}} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{\text{pez}} + \gamma) = 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,05) = 0,155, \quad (58)$$

где $k_{пер3}$ - коэффициент переходного режима, равен 1;

$\varepsilon_{0,5}$ - максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем $0,5I_{ном тр ВН}$.

Уставка начального срабатывания ДЗТ:

$$I_{ДЗТ нач} = k_{отс2} \cdot I_{НБ расч} = 1,5 \cdot 0,155 = 0,24, \quad (59)$$

где $k_{отс2}$ - коэффициент отстройки, примем равным 1,5.

Значение уставки $I_{ДЗТ нач}$ рекомендуется принимать не ниже 0,3 о.е. поэтому принимаем $I_{ДЗТ нач} = 0,3$.

Расчет уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ.

Ток срабатывания ДЗТ при токе торможения $I_{торм2} = 1,5$:

$$I_{ДЗТ2} = k_{отс} \cdot 1,5(k_{пер} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{рег} + k_{выр}), \quad (60)$$

$$I_{ДЗТ2} = 1,2 \cdot 1,5(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,05) = 0,74$$

где $k_{пер}$ - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности трансформатора тока, примем равным 2;

$\varepsilon_{1,5}$ - максимальное из значений относительных полных погрешностей трансформатора тока;

$U_{рег}$ - относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора.

Коэффициент торможения на втором участке тормозной характеристики:

$$K_{ТОРМ2} = I_{ДЗТ2} - I_{ДЗТ нач} = 0,74 - 0,3 = 0,44. \quad (61)$$

Расчет уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ.

Тормозной ток соответствующий максимальному току внешнего КЗ:

$$I_{K \text{ торм}} = \left(1 - \frac{k_{\text{пер}2} \cdot \varepsilon_{\text{МАКС}}}{2} \right) \cdot \frac{I_{K \text{ МАКС} \text{ внеш}}}{I_{\text{ВН}}} = \left(1 - \frac{2,5 \cdot 0,1}{2} \right) \cdot \frac{387}{50,2} = 6,77. \quad (62)$$

Уставка коэффициента торможения на третьем участке:

$$K_{\text{ТОРМ}3} = \frac{I_{\text{ДТО}} - I_{\text{ДЗТ}2}}{I_{K \text{ торм}} - I_{\text{ТОРМ}2}} = \frac{4,27 - 0,74}{6,77 - 1,5} = 0,67. \quad (63)$$

Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ группы чувствительных уставок.

Погрешность, обусловленная регулятором напряжения, рассчитывается для группы «чувствительных» уставок:

$$U'_{\text{рег}} = \frac{3\Delta U}{100\%} = \frac{3 \cdot 1,78}{100\%} = 0,053. \quad (64)$$

Расчетный ток небаланса:

$$I'_{\text{НБ расч}} = 0,5 \cdot (k_{\text{пер}3} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{0,5} + U'_{\text{рег}} + \gamma), \quad (65)$$

$$I'_{\text{НБ расч}} = 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,053 + 0,05) = 0,102.$$

Уставка начального тока срабатывания ДЗТ:

$$I'_{\text{ДЗТ нач}} = k_{\text{отс}2} \cdot I'_{\text{НБ расч}} = 1,5 \cdot 0,102 = 0,15. \quad (66)$$

Уставку ДЗТ примем $I'_{\text{ДЗТ нач}} = 0,3$ о.е.

Ток срабатывания ДЗТ, если ток торможения $I_{\text{торм}2} = 1,5$.

$$I'_{ДЗТ2} = k_{отс} \cdot 1,5 \cdot (k_{пер} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{1,5} + U'_{рез} + k_{выр}), \quad (67)$$

$$I'_{ДЗТ2} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,053 + 0,05) = 0,54,$$

Коэффициент торможения на втором участке тормозной характеристики:

$$K'_{ТОРМ2} = I'_{ДЗТ2} - I'_{ДЗТ нач} = 0,54 - 0,3 = 0,24. \quad (68)$$

Определим уставку $I'_{ДТО}$ для группы «чувствительных» уставок:

$$I'_{ДТО} = K_{отс} (k_{пер2} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{МАКС} + U'_{рез} + \gamma) \cdot \frac{I_{К макс НН прив}}{I_{ВН}}, \quad (69)$$

$$I'_{ДТО} = 1,2(2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,053 + 0,05) \cdot \frac{387}{50,2} = 3,27.$$

Коэффициент торможения на третьем участке:

$$K_{ТОРМ3} = \frac{I'_{ДТО} - I'_{ДЗТ2}}{I_{К торм} - I_{торм2}} = \frac{3,27 - 0,54}{6,77 - 1,5} = 0,52. \quad (70)$$

Коэффициент чувствительности ДЗТ:

$$K_{\psi} = \frac{I_{К мин НН прив} \cdot (1 - \varepsilon_{мин})}{I_{ВН} \cdot I_{ДЗТ нач}} = \frac{387 \cdot (1 - 0,1)}{50,2 \cdot 0,3} = 23,127, \quad (71)$$

где $I_{К мин НН прив}$ - минимальное значение периодической составляющей тока КЗ защищаемой зоне, приведённое к стороне ВН;

$I_{ДЗТ нач}$ - ставка начального тока срабатывания ДЗТ, принятая равной 0,3.

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям расчета, так как полученное значение выше двух.

Относительный расчётный ток небаланса:

$$I_{НБ\ расч} = 1 \cdot (k_{перз} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{раб.макс} + U_{рег} + \gamma) = 1 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,053 + 0,05) = 0,2, \quad (72)$$

где $k_{перз}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим.

$$I_{НБ} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ\ расч} = 1,1 \cdot 0,31 = 0,34. \quad (73)$$

Уставка сигнализации небаланса:

$$K_{НБ} = \frac{I_{НБ}}{I_{ДЗТ\ нач}} = \frac{0,34}{0,3} = 1,14. \quad (74)$$

Выводы по разделу 6

1. Выполнен расчет уставок срабатывания для микропроцессорного терминала защиты силового трансформатора.
2. Построена характеристика срабатывания дифференциальной защиты силового трансформатора.
3. Выполнена проверка чувствительности дифференциальной защиты силового трансформатора. Согласно расчетному значению рассчитанные уставки защиты обеспечивают требуемый уровень чувствительности и обеспечивает защиту силового трансформатора от повреждений.

7 Молниезащита подстанции

Расчет молниезащиты выполним по методике для одиночного молниеотвода [13], а затем на плане подстанции в графической части ВКР нанесем зону действия всей системы молниезащиты [24]. Расчет выполним для молниеотводов типа СМ-20 с высотой 20 м.

Высота вершины конуса молниеотвода:

$$h_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 20 = 16, \text{ (м)} \quad (75)$$

где h - высота молниеотвода, м.

Защитный радиус на поверхности земли:

$$r_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 20 = 16. \text{ (м)} \quad (76)$$

Максимальное расстояние между молниеотводами:

$$L_{\max} = 4,75 \cdot h = 4,75 \cdot 20 = 95. \text{ (м)} \quad (77)$$

Максимальное расстояние до центра между двумя молниеотводами:

$$L_c = 2,25 \cdot h = 2,25 \cdot 20 = 45. \text{ (м)} \quad (78)$$

Ширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{16 \cdot (16 - 10)}{16} = 6, \text{ (м)} \quad (79)$$

где h_x - высота наиболее высокого объекта на территории подстанции, м.

Выводы по разделу 7:

1. Выполнен расчет системы молниезащиты для составления плана расстановки молниеотводов СМ-20.

Заключение

В выпускной квалификационной работе выполнен проект реконструкции электрической части подстанции «Бустон», которая расположена в г. Душанбе, Республика Таджикистан. Для определения направлений проведения реконструкции электрической части подстанции в работе представлена краткая характеристика энергосистемы Республики Таджикистан в которой определено, что в Республике есть технические возможности повышения уровня генерации, как за счет строительства гидроэлектростанций с водохранилищами, так и за счёт использования альтернативных источников электрической энергии, так же определена схема подстанции «Бустон» в соответствии с [14], [15] и определена мощность трансформаторов установленных на подстанции в настоящее время: 6,3 МВА.

На основании собранных данных построены суточные графики активной, реактивной и полной мощности для силовых трансформаторов Т1 и Т2, которые установлены на подстанции «Бустон» на основании которых построены суточные графики для зимнего и летнего периодов. Для построения годового графика продолжительность зимнего периода составила 141 день, продолжительность летнего составила 255 дней. Определена установленная мощность подстанции «Бустон». Согласно полученному значению загрузка подстанции в настоящее время составляет 102 %. Определено годовое потребление электрической энергии на подстанции «Бустон» которое составило 60063473,26 кВт·ч. Также были рассчитаны значения коэффициента мощности по суточным графикам нагрузок, которые составили $\cos \varphi_{T1} = 0,98$ для трансформатора Т1 и $\cos \varphi_{T2} = 0,95$ для трансформатора Т2. Коэффициент активной мощности для подстанции «Бустон» определялся как среднее значение от коэффициента мощности трансформатора Т1 и Т2, полученное значение составило $\cos \varphi_{ПС} = 0,965$, что является приемлемым для сетей 110 кВ [12]. Все выше перечисленное дало

основание для предложения вариантов по реконструкции электрической части понизительной подстанции «Бустон».

Для проведения реконструкции определена мощность трансформаторов, подходящих для замены на подстанции «Бустон» 110/10 кВ. Выбраны два силовых трансформатора: ТМН 10000/110/10 и ТМН 16000/110/10. Определены паспортные данные трансформаторов по каталогам ООО «Тольяттинский Трансформатор». Определены оптимальные значения коэффициентов загрузки. Для трансформатора ТМН 10000 равный 0,42, а для ТМН 16000 равный 0,38. Получено значение экономической мощности для каждого из трансформаторов: для ТМН 10000, $S_{э,ПС} = 5976,14$ (кВА), для ТМН 16000 $S_{э,ПС} = 8603,7$ (кВА). Рассчитаны значения коэффициентов загрузки при установке на подстанции трансформаторов ТМН 10000 и ТМН 16000 с учетом отключения одного из трансформаторов при снижении нагрузки ниже экономической мощности. Определены средние значения коэффициентов загрузки для трансформаторов ТМН 10000 и ТМН 16000. Получено, что среднее значения коэффициента загрузки для трансформаторов ТМН 10000 составило 0,43 при оптимальном 0,42, а для ТМН 16000 составило 0,33 при оптимальном 0,38. Исходя из того, что средний коэффициент загрузки для ТМН 10000 получился ближе к оптимальному и на основании более низкой стоимости установки, на подстанции приняты трансформаторы ТМН 10000.

Далее для выбора оборудования подстанции необходимо было выполнить расчет токов короткого замыкания. Для этого составлена схема для расчета симметричных и несимметричных токов короткого замыкания и определены параметры схемы замещения. Получены значения трехфазного тока короткого замыкания на стороне ВН и на стороне НН подстанции и получены значения несимметричных токов короткого замыкания на стороне ВН и НН подстанции. Определены значения токов короткого замыкания, которые необходимо использовать для выбора и проверки оборудования подстанции. По полученным результатам выбор оборудования производился

по трехфазным токам короткого замыкания, так как они имеют максимальные значения по сравнению с другими видами токов короткого замыкания на подстанции.

Для установки на подстанции «Бустон» выбраны высоковольтные выключатели на стороне 110 и 10 кВ. На стороне 110 кВ принят высоковольтный колонковый выключатель ВГТ-110, на стороне 10 кВ вакуумный выключатель ВВМУ-10-12,5. Выбраны разъединители марки РГ-110-2 и РГ-110-1 для установки на ОРУ 110 кВ. Выбрана гибкая ошиновка ОРУ 110 кВ и выполнена проверка на коронированные проводов. Гибкую ошиновку ОРУ 110 кВ предполагается выполнить приводом марки АС-95/16. Выбраны оптические трансформаторы тока и напряжения, которые позволяют осуществлять подключение измерительных цепей и цепей релейной защиты. При этом все сигналы передаются по оптическим каналам связи и не требуется дополнительная проверка измерительных трансформаторов и выбор их по мощности обмоток.

Для защиты силового трансформатора выполнен расчет уставок срабатывания для микропроцессорного терминала дифференциальной защиты силового трансформатора и построена характеристика срабатывания. Выполнена проверка чувствительности дифференциальной защиты силового трансформатора. Согласно расчетному значению уставки защиты обеспечивают требуемый уровень чувствительности и обеспечивают защиту силового трансформатора от повреждений.

Для защиты от прямых ударов молнии выполнен расчет зон действия молниезащиты для составления плана расстановки молниеотводов типа СМ-20.

В результате выполнения выпускной квалификационной работы разработан проект реконструкции электрической части понизительной подстанции «Бустон» 110/10 кВ городских электрических сетей г. Душанбе.

Список используемых источников

1. Выключатели элегазовые серии ВГТ-УЭТМ на напряжение 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ. // Веб-сайт компании АО "УЭТМ". 2021. URL: <https://www.uetm.ru/directrequest/files/default/get-file?name=eee59822f27428369522aa09a59b20b6.pdf> (дата обращения: 12.05.2021).
2. Галимова А.А. Критерии выбора коэффициента загрузки силового трансформатора при проектировании подстанций распределительных сетей // Проблемы энергетики, Т. 5, № 6, 2013. С. 66-71.
3. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей. М.: Издательство стандартов, 1977. 4 с.
4. ГОСТ Р 52565-2006 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. М.: Стандартиформ, 2006. 91 с.
5. ГОСТ Р 52719-2007. Национальный стандарт Российской Федерации трансформаторы силовые. Общие технические условия. М.: Стандартиформ, 2008. 70 с.
6. Кариас А., Лиан Г., Каду Ч., Мани А. Генеральный план развития электроэнергетического сектора Республики Таджикистан., Corporate Solutions, Душанбе, 0213 -TAJ, 2017.
7. Маркевич А.И. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Псков: Издательство ПГУ, 2012. 138 с.
8. Нагай В.И. Релейная защита ответственных подстанций электрических сетей. М.: Энергоатомиздат, 2002. 312 с.
9. Разъединители серии РГ на напряжение 110 кВ // Веб-сайт компании "Разряд-М". 2021. URL: http://www.razrad.ru/wp-content/themes/storefront-child/docs/rlnnd/rg_110.pdf (дата обращения: 12.05.2021).
10. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. М.: Академия, 2013. 449 с.

11. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. М.: Академия, 2013. 449 с.
12. СО 153-34.20.118-2003. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Москва. 2003.
13. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с.
14. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Москва: ОАО "ФСК ЕЭС", 2007. 132 с.
15. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. М: ОАО "ФСК ЕЭС", 2010. 128 с.
16. Таваров С.Ш., Маджидов Г.Х., Мираков О.А. График электрических нагрузок городских подстанций 35-110/6-10 кВ г. Душанбе и характер потребления электроэнергии // Сборник статей III Международной научно-практической конференции. Под общей редакцией Г.Ю. Гуляева. 2017. Пенза. 2017. С. 35-41.
17. Челябинский завод электрооборудования. Каталог продукции // Веб-сайт Челябинского завода электрооборудования. 2020. URL: https://www.chelzeo.ru/files/downloads/catalog/catalog_2020.pdf (дата обращения: 04.04.2021).
18. Чоршанбиев С.Р. Повышение эффективности функционирования электрических сетей с распределённой солнечной генерацией за счет снижения технических потерь электроэнергии, Национальный Исследовательский Университет "МЭИ", М., Диссертация на соискание уч. степени канд. техн. наук 2019.
19. Шохзода Б.Т., Джураев Ш.Д. Исследование потенциала солнечной энергии в Таджикистане // Политехнический вестник. Серия Инженерные исследования, Т. 45, № 1, 2019. С. 27-33.

20. Электронные измерительные трансформаторы тока // ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ digitalsubstation.com. 2021. URL: <http://digitalsubstation.com/wp-content/uploads/2018/03/ELEKTRONNYE-IZMERITELNYE-TRANSFORMATORY-TOKA.pdf> (дата обращения: 18.05.2021).
21. Hauschild W., Lemke E. High-Voltage Test and Measuring Techniques. Springer International Publishing, 2019. 546 pp.
22. Kreig T, Finn J, editors. Substations. Springer International Publishing, 2019. 1079 pp.
23. Patel D., Chothani N. Digital Protective Schemes for Power Transformer. Singapore: Springer Singapore, 2020. 193 pp.
24. Uman M. The Art and Science of Lightning Protection. Cambridge: Cambridge University Press, 2010. 256 pp.25. Ziegler G. Numerical Differential Protection: Principles and Applications. 2nd ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2012. 287 pp.