

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой


И. В. Коваленко
подпись инициалы, фамилия
« 4 » июня 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02.05 – Электроэнергетические системы и сети

Расчёт и анализ ремонтных режимов работы РЭС 110 кВ

Руководитель

 1.06.18

подпись, дата

доцент

должность, ученая степень

О. П. Халезина

инициалы, фамилия

Выпускник

 29.05.18

подпись, дата

А. В. Зукол

инициалы, фамилия

Красноярск 2018

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись

И.В. Коваленко

инициалы, фамилия

« 18 » 12 2017 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу
студента направления подготовки 13.03.02.05.62 «Электроэнергетика
и электротехника» профиля 13.03.02.05.62 «Электроэнергетические
системы и сети» очной формы обучения
ЗУКОЛ Анастасии Викторовны
«Расчёт и анализ ремонтных режимов РЭС 110кВ»

Тема утверждена приказом по университету № 18149/с от 22.12.2017г.
Руководитель ВКР О.П. Халезина, доцент кафедры «ЭС и ЭЭС» ПИ СФУ.

1. Исходные данные:
 - 1.1. План проектируемого района сети.
 - 1.2. Величины максимальных нагрузок и категории потребителей, мощность электрической станции РЭС.
2. Характеристика и величины нагрузок электропотребителей п/ст №3
3. Содержание разделов:
 - 3.1. Проектирование РЭС 110 кВ.
 - 3.2. Проектирование тупиковой подстанции 110 кВ.
 - 3.3. Расчёт технико-экономических показателей.
 - 3.4. Расчёт и анализ характерных установившихся режимов существующей сети, оценка перспективы развития подстанции №3.
 - 3.5. Расчёт и анализ характерных режимов работы при
 - а) подключении дополнительной нагрузки 10 МВ·А подстанции №3,
 - б) выводе в ремонт трансформатора подстанции №3,
 - в) отключении одной цепи ЛЭП Б – 4.
 - 3.6. Выбор устройства регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

Графическая часть:

1. Варианты выполнения РЭС 110 кВ.
2. Схема электрических соединений оптимального варианта сети.
3. Схема замещения с результатами расчёта характерных УР.
4. Таблица организационно-технических мероприятий по регулированию напряжения в сети 110 кВ.
5. Схема электрических соединений подстанции 110/10 кВ.
6. Регулятор напряжения TAPCON.
7. Устройство напряжения типа VACUTAP.

Руководитель ВКР

Халезина О.П.

Задание принял к исполнению

Зукол А.В.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Расчёт и анализ ремонтных режимов РЭС 110 кВ» содержит 71 страница текстового документа, 12 приложений, 30 использованных источников, 4 листа графического материала.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ, ПРОЕКТ СЕТИ 110 кВ, ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА, СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ, РАСЧЁТ НОРМАЛЬНОГО МАКСИМАЛЬНОГО РЕЖИМА, РАСЧЁТ НА ЭВМ, ПОСЛЕАВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ, РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕЖИМА НАПРЯЖЕНИЯ, ГЛАВНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПС, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ, РАСЧЁТ РЕМОНТНЫХ РЕЖИМОВ.

Целью данной выпускной квалификационной работы являлось проектирование распределительной сети 110 кВ и электрической части подстанции напряжением 110/10 кВ.

В ходе работы выбраны: количество и мощность силовых трансформаторов и трансформаторов собственных нужд, определены количество и тип выключателей и разъединителей, измерительных трансформаторов, осуществлён выбор главной схемы электрических соединений всех подстанций.

Расчёт характерных и ремонтных режимов был произведён на ЭВМ. Результаты расчёта были проанализированы и сравнены с допустимыми показателями.

					ВКР-13.03.02.05 ПЗ		
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата	Расчёт и анализ ремонтных режимов работы РЭС 110 кВ Кафедра «ЭСиЭЭС»		
Разраб.		А. В. Зюкол		29.05.18			
Проб.		О. П. Халезина		1.06.18			
Н.контр.		О. П. Халезина		1.06.18			
Утв.		И. В. Кобаленко		1.06.18			
					Лит.	Лист	Листов
					У	2	83

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	2
СОДЕРЖАНИЕ	3
ВВЕДЕНИЕ.....	5
Исходные данные	6
1 Проектирование РЭС 110 кВ	7
1.1 Составление баланса активной и реактивной мощностей.....	7
1.2 Определение мощности компенсирующих устройств и расчётной нагрузки на подстанции.....	8
1.3 Составление вариантов эскизов районной электрической сети.....	9
1.4 Расчёт эскиза №1	11
1.4.1 Расчёт приближённого потокораспределения	11
1.4.2 Выбор номинального напряжения	12
1.4.3 Расчёт суммарных потерь напряжения.....	13
1.4.3.1 Расчёт потерь напряжения в нормальном максимальном режиме	13
1.4.3.2 Расчёт потерь напряжения в послеаварийном режиме	14
1.5 Составление принципиальных схем электрических соединений	16
1.6 Сравнение вариантов схем по натуральным показателям и выбор наилучшего варианта	19
2 Выбор основного оборудования районной электрической сети	20
2.1 Выбор сечения проводов ЛЭП методом экономической плотности тока	20
2.2 Выбор силовых трансформаторов на подстанциях	23
2.3 Выбор основного оборудования п/ст 3	24
2.3.1 Расчёт токов для выбора токоведущих частей подстанции	24
2.3.1.1 Расчёт токов цепей трансформатора	24
2.3.1.2 Расчёт токов в цепях линии	25
2.3.2 Выбор токоведущих частей	26
2.3.2.1 Выбор сборных шин и ошинок на стороне ВН 110 кВ	26
2.3.2.2 Выбор сборных шин и ошинок на стороне НН 10 кВ.....	26
2.3.3 Выбор выключателей.....	27
2.3.3.1 Выбор выключателей на стороне ВН 110 кВ.....	27
2.3.3.2 Выбор выключателя на стороне НН 10 кВ.....	29
2.3.3.3 Выбор выключателей на отходящих линиях на стороне НН 10 кВ.....	30
2.3.4 Выбор разъединителей	31
2.3.4.1 Выбор разъединителей на стороне ВН 110 кВ.....	31
2.3.4.2 Выбор разъединителя на стороне НН 10 кВ	32
2.3.5 Выбор трансформаторов тока.....	33
2.3.5.1 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН 110 кВ	33
2.3.5.2 Выбор трансформаторов тока на стороне НН 10 кВ.....	35
2.3.6 Выбор трансформаторов напряжения.....	39

2.3.6.1	Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН 110 кВ	40
2.3.6.2	Выбор трансформатора напряжения на стороне НН 10 кВ.....	40
2.3.7	Выбор трансформаторов собственных нужд	42
3	Технико-экономический расчёт.....	45
3.1	Расчёт капиталовложений в строительство ЛЭП	46
3.2	Расчёт капиталовложения в подстанцию.....	46
3.3	Расчёт эксплуатационных издержек	48
3.4	Определение приведённых затрат	50
3.5	Расчёт удельных технико-экономических показателей.....	50
4	Расчёт и анализ характерных установившихся режимов.....	52
4.1	Анализ установившихся режимов.....	55
4.2	Оценка перспективы развития подстанции №3	55
4.2.1	Расчёт допустимой мощности подстанции	55
4.2.2	Допустимая мощность по условию регулирования напряжения.....	56
4.2.3	Допустимая мощность ЛЭП по нагреву проводов	58
5	Расчёт и анализ ремонтных режимов работы	59
6	Выбор устройств регулирования напряжения	62
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	67
	СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	68
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	69
	Приложение А	72
	Приложение Б	73
	Приложение В.....	74
	Приложение Г	75
	Приложение Д.....	76
	Приложение Е.....	77
	Приложение Ж.....	78
	Приложение З	79
	Приложение И	80
	Приложение К.....	81
	Приложение Л.....	82
	Приложение М.....	83

ВВЕДЕНИЕ

Производство электрической энергии осуществляется преимущественно на крупных электростанциях, работающих совместно. Однако центры потребления удалены от этих источников на дальние расстояния и распределены на значительной территории. Районная электрическая сеть (РЭС) помогает осуществить связь между генерирующими источниками и электропотребителями, поэтому она является важным компонентом электроэнергетической системы. В связи с этим к РЭС предъявляются серьезные требования, чтобы обеспечить нормальное функционирование электропотребителей.

Эффективность эксплуатации РЭС оценивается по характерным режимам работы сети и по технико-экономическим показателям. Необходимо применять современные технические решения ввиду долгой эксплуатации РЭС, чтобы поддерживать высокие показатели эффективности работы.

Расчёт и анализ характерных режимов работы проектируемой РЭС необходим для определения возможности её работы с режимными показателями, которые должны входить в соответствующие допустимые значения. Также расчёт установившихся режимов позволяет определить самые нагруженные и уязвимые участки, которые необходимо устранить или укрепить посредством схемных или технических решений.

При передаче электроэнергии потребителю встречается важный элемент системы – подстанция, которая также должна выполнять многочисленные требования. Поэтому еще одной важной задачей является грамотное проектирование подстанции с целью обеспечения функционирования её даже после серьезных аварий.

Для решения всех перечисленных проблем необходимо оперировать нормативно-технической документацией и стандартами ОАО «Россети», применять знания, полученные на протяжении длительного обучения в рамках кафедры «Электрические станции электроэнергетические системы», и использовать научную, техническую литературу и справочники, ПУЭ, руководящие указания и прочие источники.

					ВКР-13.03.02.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата		5

Исходные данные

Таблица 1 – Исходные данные об источниках питания и пунктах потребления ЭЭ

Данные	Источники и пункты потребления ЭЭ				
	Балансирующий узел	Ст.1	П/ст 2	П/ст 3	П/ст 4
$P_{\max}, \text{МВт}$	–	-25	19	16	14
$\cos\varphi$	–	0,79	0,83	0,79	0,80
$\frac{x}{y}, \text{см}$	$\frac{70}{70}$	$\frac{35}{35}$	$\frac{59}{34}$	$\frac{32}{64}$	$\frac{58}{58}$
Категория ЭП	I	I	II	II	II

Масштаб 1 см – 30 км.

Минимальная нагрузка ЭП составляет 60% от максимальной, заданной в таблице 1.

Продолжительность использования максимальной нагрузки $T_{\max} = 5100 \text{ ч}$.

Таблица 2 – Токи короткого замыкания на шинах подстанции №3, приведённые к стороне ВН

Ток КЗ на стороне высшего напряжения $I_{K1}^{(3)}$, кА	Ток КЗ на стороне низшего напряжения $I_{K2}^{(3)}$, кА
2,417	7,561

1 Проектирование РЭС 110 кВ

1.1 Составление баланса активной и реактивной мощностей

Расчёт балансов позволяет определить избыток или дефицит мощности проектируемой электрической сети (ЭС), что в свою очередь влияет на формирование схемы.

Баланс мощностей составляется только для режима наибольших активных и реактивных нагрузок, принимая допущение, что потребление наибольших нагрузок у всех потребителей происходит одновременно [1; с. 10].

Источники питания должны покрывать суммарную нагрузку ЭС $P_{н\Sigma}$, включающие активные нагрузки всех потребителей $P_{н\Sigma}$, потери активной мощности в линиях $\Delta P_{л\Sigma}$ и трансформаторах $\Delta P_{т\Sigma}$.

Определим суммарную мощность всех потребителей ЭС $P_{н\Sigma}$, МВт:

$$P_{н\Sigma} = \sum_{i=2}^4 P_{ni} = P_2 + P_3 + P_4 = 19,0 + 16,0 + 14,0 = 49,0. \quad (1.1)$$

Суммарные потери активной мощности ($\Delta P_{л\Sigma} + \Delta P_{т\Sigma}$) в сети принимаются примерно равными 6 – 8% от суммарной активной мощности нагрузки потребителей [1; с. 14]. Примем их равными $0,07 \cdot P_{н\Sigma}$. Необходимый резерв мощности $P_{рез}$ может быть принят приблизительно равным 10% от суммарной активной мощности нагрузки потребителей [1; с. 14].

Определим мощность источника питания, МВт:

$$P_{ист} = P_{н\Sigma} = P_{н\Sigma} + \Delta P_{л\Sigma} + \Delta P_{т\Sigma} + P_{рез} = 1,17 \cdot (19,0 + 16,0 + 14,0) = 57,33. \quad (1.2)$$

Рассчитаем небаланс активной мощности, МВт:

$$P_{нб} = P_1 - P_{н\Sigma} = 25,0 - 57,22 = -32,33 < 0. \quad (1.3)$$

Проектируемая ЭС является дефицитной по активной мощности, следовательно, недостающая мощность будет генерироваться балансирующей станцией.

Определим реактивную мощность, которую потребляет проектируемая подстанция №3, Мвар:

$$Q_3 = P_3 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\cos \varphi_3)) = 16,0 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,79)) = 12,420. \quad (1.4)$$

Аналогичные вычисления произведём для остальных подстанций. Результаты представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Результаты расчётов реактивных мощностей подстанций

№ п/ст	P_{pi} ,	$\cos \varphi_{pi}$	Q_{pi} , Мвар
1	-25,0	0,79	-19,400
2	19,0	0,83	12,770
3	16,0	0,79	12,420
4	14,0	0,8	10,500

Найдем суммарную реактивную мощность потребителей, Мвар:

$$Q_{n\Sigma} = Q_2 + Q_3 + Q_4 = 12,770 + 12,420 + 10,500 = 35,685. \quad (1.5)$$

Тогда модуль полной суммарной мощности потребителей, МВ·А:

$$S_{n\Sigma} = \sqrt{P_{n\Sigma}^2 + Q_{n\Sigma}^2} = \sqrt{49,0^2 + 35,685^2} = 60,617. \quad (1.6)$$

Суммарную реактивную мощность, Мвар, определим с учётом потерь в трансформаторе, которые составляют 10% от полной суммарной мощности потребителей $S_{n\Sigma}$, и с учётом резерва, равного 10% от суммарной реактивной мощности потребителей [1; с.15].

$$Q_{n\Sigma} = Q_{n\Sigma} + \Delta Q_{m\Sigma} + Q_{рез} = 35,685 + 6,062 + 3,568 = 45,316, \quad (1.7)$$

где потери реактивной мощности в трансформаторах, Мвар:

$$\Delta Q_{m\Sigma} = 0,1 \cdot S_{n\Sigma} = 0,1 \cdot 60,617 = 6,062; \quad (1.8)$$

резерв реактивной мощности, Мвар:

$$Q_{рез} = 0,1 \cdot Q_{n\Sigma} = 0,1 \cdot 35,685 = 3,568. \quad (1.9)$$

Рассчитаем значение небаланса реактивной мощности, Мвар:

$$Q_{ноб} = Q_1 - Q_{n\Sigma} = 19,400 - 45,316 = -25,914 < 0. \quad (1.10)$$

Таким образом, сеть имеет дефицит реактивной мощность и необходимо установить компенсирующие устройства (КУ).

1.2 Определение мощности компенсирующих устройств и расчётной нагрузки на подстанции

Значение коэффициента мощности энергосистемы при передаче мощности по воздушным линиям напряжением 110-220 кВ принимаем равным 0,93 [1; с. 15].

С учётом этого определим требуемую мощность КУ проектируемой подстанции №3, Мвар:

$$Q_{KV3}^{расч} = P_{3max} \cdot (tg(\arccos(\cos \varphi_3)) - tg(\arccos(\cos \varphi_{эс}))) = 16,0 \cdot (tg(\arccos(0,79)) - tg(\arccos(0,93))) = 6,610. \quad (1.11)$$

Необходимая мощность КУ остальных подстанций производится по аналогичному расчёту. Исходя из расчётной мощности компенсирующих устройств, выберем регулируемые конденсаторные установки УКРЛ(П) по каталогу [2].

Правильность выбора установок проверяем по допустимой величине переили недокомпенсации реактивной мощности, %:

$$\delta Q_{KV} = \frac{|Q_{KV}^{расч} - Q_{KV}^{действ}|}{Q_{KV}^{расч}} \cdot 100\% \leq 10\%. \quad (1.12)$$

Таблица 1.2 – Требуемая мощность КУ на подстанциях и сравнение их с действительными мощностями

№ п/ст	$Q_{KVi}^{расч}$, Мвар	Тип конденсаторных установок	Кол-во, шт.	$Q_{KVi}^{действ}$, Мвар	δQ_{KVi} , %
2	5,258	УКРЛ(П)56-10,5-1350-450 У3	4	5,400	2,68
3	6,094	УКРЛ(П)56-10,5-1000-200 У3	6	6,000	1,54
4	4,967	УКРЛ(П)56-10,5-2250-450 У3	2	4,500	9,39

Определим расчётную полную мощность подстанции №3 с учётом установки компенсирующих устройств, МВ·А:

$$S_{n/cm3}^{расч} = P_{3max} + j(Q_{3max} - Q_{KV3}^{действ}) = 16,0 + j(12,420 - 6,000) = 16,0 + j6,420. \quad (1.13)$$

Аналогично расчёт проводится для других подстанций. Результаты сведены в таблицу 1.3.

Таблица 1.3 – Расчётные максимальные мощности подстанций с установкой КУ

№ п/ст	$S_{n/cm}^{расч}$, МВА	$S_{n/cm}^{расч}$, МВ·А
2	19,0+j7,368	20,379
3	16,0+j6,420	17,239
4	14,0+j6,000	15,232

1.3 Составление вариантов эскизов районной электрической сети

При разработке вариантов схем электрических соединений сети следует руководствоваться следующими правилами:

1) в первую очередь необходимо произвести подключение узлов с максимальными нагрузками;

- 2) общая длина сети должна быть минимальной;
- 3) учёт категории потребителей;
- 4) использовать радиально-магистральную или смешанную конфигурацию сети;
- 5) не нужно стремиться к усложнению схемы, если в этом нет необходимости.

На основе вышеуказанных правил ниже представлены два варианта конфигураций сети.

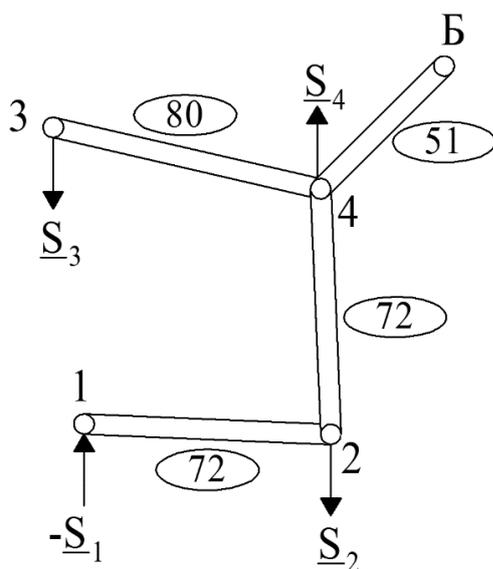


Рисунок 1.1 – Вариант конфигурации сети №1

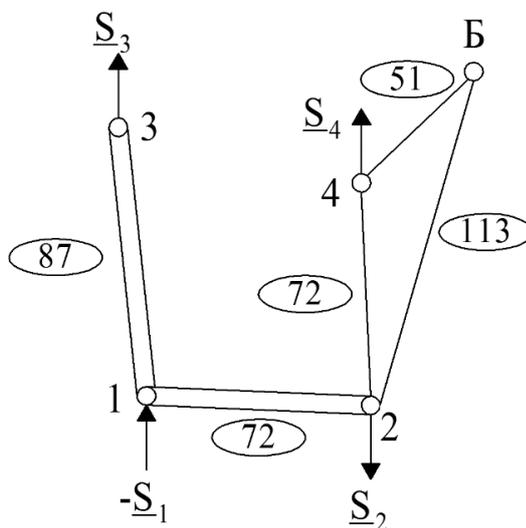


Рисунок 1.2 – Вариант конфигурации сети №2

Для всех эскизов был проведён приближённый расчёт потокораспределения, найдены электрически удалённые узлы, рассчитаны потери напряжения в нормальном максимальном и послеаварийном режимах, внесены изменения в

Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата

конфигурацию сети, если это было необходимо.

1.4 Расчёт эскиза №1

1.4.1 Расчёт приближённого потокораспределения

Целью расчёта приближённого потокораспределения является определение номинальных напряжений линий сети и сечений проводов участков ЭС. При этом принимают следующие допущения [1, с.19]:

1. Нагрузки в узлах, полученные после установки КУ, принимают в качестве расчётных без учёта потерь мощности в трансформаторах подстанций и ёмкостных мощностей линий, примыкающих к узлам.
2. Балансирующая станция может выдавать любую мощность.
3. Расчёт выполняется при условии постоянства напряжений во всех узлах сети, т.е. потери мощности не учитываются.
4. Распределение нагрузок между несколькими параллельными линиями принимают одинаковыми.

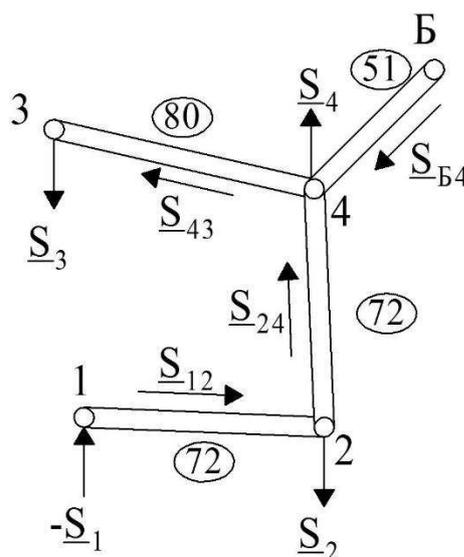


Рисунок 1.3 – Потокораспределение эскиза №1

Используя первый закон Кирхгофа, определим потоки мощности по линиям, МВ·А:

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_1 = 25,0 + j19,40; \quad (1.14)$$

$$\underline{S}_{24} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{n/cm2}^{расч} = 25,0 + j19,400 - 19,0 - j7,368 = 6,0 + j12,034; \quad (1.15)$$

$$\underline{S}_{43} = \underline{S}_{n/cm3}^{расч} = 16,0 + j6,417; \quad (1.16)$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{Б4} &= \underline{S}_{43} + \underline{S}_{n/cm4}^{расч} - \underline{S}_{24} = 16,0 + j6,417 + 14,0 + j6,00 - 6,0 - j12,034 = \\ &= 24,0 + j0,383. \end{aligned} \quad (1.17)$$

1.4.2 Выбор номинального напряжения

Для выбора целесообразного номинального напряжения необходимо знать его зависимость от дальности передачи и передаваемой мощности на одну цепь. Данная зависимость наглядно отображена в формуле С.Н. Никогосова [1, с.22]:

$$U_{ij}^{расч} = 16 \cdot \sqrt[4]{\frac{P_{ij} \cdot l_{ij}}{n_{\text{ц}}}}, \quad (1.18)$$

где P_{ij} - активная мощность, МВт, передаваемая по участку ij ,

l_{ij} - длина участка ij , км,

$n_{\text{ц}}$ - количество цепей ВЛ, шт.

Определим расчётное напряжение, кВ, участка 1-2 проектируемой сети по формуле (1.18):

$$U_{12}^{расч} = 16 \cdot \sqrt[4]{\frac{P_{12} \cdot l_{12}}{n_{\text{ц}}}} = 16 \cdot \sqrt[4]{\frac{25,0 \cdot 72}{2}} = 87,65. \quad (1.19)$$

После расчёта необходимо принять ближайшее стандартное значение номинального напряжения.

Примем ближайшее стандартное напряжение участка 1-2:

$$U_{12}^{ном} = 110 \text{ кВ}. \quad (1.20)$$

Результаты расчёта для остальных участков представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Определение номинального напряжения участков сети

Участок сети ij	P_{ij} , МВт	l_{ij} , км	$n_{\text{ц}}$, шт	$U_{ij}^{расч}$, кВ	$U_{ij}^{ном}$, кВ
1-2	25,0	72	2	87,65	110
2-4	6,0	72	2	72,96	110
4-3	16,0	80	2	91,03	110
Б-4	24,0	51	2	79,55	110

Проанализировав полученные значения, принимаем номинальное напряжение ЭС равным 110 кВ.

Окончательный выбор номинального напряжения будет основан на расчёте суммарных потерь напряжения в нормальном и послеаварийном режимах при максимальных нагрузках.

1.4.3 Расчёт суммарных потерь напряжения

Суммарные потери напряжения в сети определяются для режима наибольших нагрузок как алгебраическая сумма потерь напряжения на всех участках ЭС одного номинального напряжения от балансирующей станции до самой электрически удаленной подстанции или станции. Электроудалённым узлом сети является подстанция №3.

При этом предельные суммарные потери напряжения не должны превышать 15% в нормальном максимальном режиме и 20% в послеаварийном режиме [1; с.24].

Потери напряжения на участке ij рассчитываются:

$$\Delta U_{ij} = \frac{P_{ij} \cdot R_{ij} + Q_{ij} \cdot X_{ij}}{U_{ном}}, \quad (1.21)$$

где P_{ij} , Q_{ij} - соответственно активная и реактивная мощности, передаваемые по участку ij , МВт и Мвар;

R_{ij} , X_{ij} - активное и реактивное сопротивление участка ij , Ом;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение сети, равное 110 кВ.

Поскольку сечение проводов еще не выбрано считаем, что сеть однородна, т.е. выполнена проводом одного сечения. Средние погонные параметры провода на напряжение 110 кВ принимаем равными, Ом/км, [1; с.22]:

$$\underline{Z}_0 = 0,20 + j0,40. \quad (1.22)$$

Тогда эквивалентное сопротивление на участке ij будет, Ом:

$$\underline{Z}_{ij} = \frac{\underline{Z}_0 \cdot l_{ij}}{n_u} = \frac{(R_{ij} + jX_{ij}) \cdot l_{ij}}{n_u}. \quad (1.23)$$

1.4.3.1 Расчёт потерь напряжения в нормальном максимальном режиме

Потеря напряжения до подстанции 3 в нормальном максимальном режиме будет состоять из потерь напряжения на участках 4-3 и Б-4, кВ:

$$\Delta u_{\Sigma}^{н.м.} = \Delta u_{43}^{н.м.} + \Delta u_{Б4}^{н.м.} \quad (1.24)$$

Сопротивления линий 4-3 и Б-4, Ом, по формуле (1.23):

$$\underline{Z}_{43} = \frac{(0,2 + j0,4) \cdot 80}{2} = 8,0 + j16,0, \quad (1.25)$$

$$\underline{Z}_{Б4} = \frac{(0,2 + j0,4) \cdot 51}{2} = 5,1 + j8,0. \quad (1.26)$$

Потери напряжения на этих участках, кВ:

$$\Delta u_{43}^{н.м.} = \frac{P_{43} \cdot R_{43} + Q_{43} \cdot X_{43}}{U_{ном}} = \frac{16,0 \cdot 8,0 + 6,417 \cdot 16,0}{110} = 2,09, \quad (1.27)$$

$$\Delta u_{Б4}^{н.м.} = \frac{P_{Б4} \cdot R_{Б4} + Q_{Б4} \cdot X_{4Б}}{U_{ном}} = \frac{24,0 \cdot 5,1 + 0,383 \cdot 8,0}{110} = 1,14. \quad (1.28)$$

Суммарные потери напряжения на пути Б-4-3, кВ:

$$\Delta u_{\Sigma}^{н.м.} = \Delta u_{43}^{н.м.} + \Delta u_{Б4}^{н.м.} = 2,09 + 1,14 = 3,23. \quad (1.29)$$

Процентная составляющая потерь напряжения:

$$\Delta u_{\Sigma\%}^{н.м.} = \frac{\Delta u_{\Sigma}^{н.м.}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{3,23}{110} \cdot 100\% = 2,93\%. \quad (1.30)$$

Полученное значение потерь составляет 2,93%, что меньше предельно допустимого значения 15% от номинального напряжения сети.

1.4.3.2 Расчёт потерь напряжения в послеаварийном режиме

Для расчёта потерь напряжения в послеаварийном режиме необходимо отключить одну цепь с наибольшими потерями напряжения в нормальном максимальном режиме. В данном случае нужно отключить ВЛ 4-3. При этом потоко-распределение не изменится по сравнению с нормальным максимальным режимом, а сопротивление линии и потери напряжения на данном участке увеличатся в 2 раза.

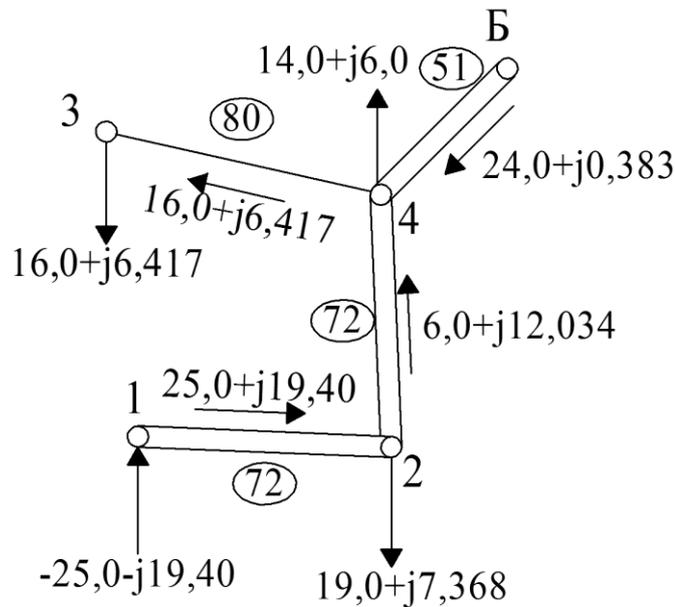


Рисунок 1.4 – Схема послеаварийного режима

Сопротивление линии 4-3, Ом, по формуле (1.23):

$$\underline{Z}_{43} = \frac{(0,2 + j0,4) \cdot 80}{1} = 16,0 + j32,0. \quad (1.31)$$

Потери напряжения на измененном участке 4-3, кВ:

$$\Delta u_{43}^{n/av} = \frac{P_{43} \cdot R_{43} + Q_{43} \cdot X_{43}}{U_{ном}} = \frac{16,0 \cdot 16,0 + 6,417 \cdot 32,0}{110} = 4,19. \quad (1.32)$$

На участке 4-3 потери напряжения остаются прежними по формуле (1.28):

$$\Delta u_{B4}^{n/av} = 1,14. \quad (1.33)$$

Суммарные потери напряжения на пути Б-4-3, кВ:

$$\Delta u_{\Sigma}^{n/av} = \Delta u_{43}^{n/av} + \Delta u_{B4}^{n/av} = 4,19 + 1,14 = 5,33. \quad (1.34)$$

Процентная составляющая потерь напряжения:

$$\Delta u_{\Sigma\%}^{n/av} = \frac{\Delta u_{\Sigma}^{n/av}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{5,33}{110} \cdot 100\% = 4,84\%. \quad (1.35)$$

Значение потерь в послеаварийном режиме не превышает допустимое значение 20%, следовательно, данный вариант схемы является приемлемым по тех-

ническим требованиям.

Расчёт остальных эскизов был произведён аналогично.

1.5 Составление принципиальных схем электрических соединений

Для различных вариантов схем выбираем тип распределительного устройства (РУ) для каждой подстанции. Составление схем электрических соединений позволяет определить количество выключателей на стороне высшего напряжения. Тип РУ ВН проектируемой ЭЭС определяется в зависимости от количества присоединений.

При расчётах принято, что на каждой подстанции, питающей электропотребителей, установлено 2 трансформатора, а количество подходящих ВЛ на каждой подстанции не менее 2.

В соответствии с рекомендациями ФСК ЕЭС [3, 4] выберем типы РУ ВН на подстанциях, которые представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Типы РУ ВН на подстанциях

№ эскиза	№ ст, п/ст	Кол-во присоединений	Предварительный выбор схемы РУ	Маркировка схемы
1	1	2	Две рабочие системы шин	110 – 13
	2	4	Мостик с выключателями в цепях трансформатора	110 – 5АН
	3	4	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой	110 – 4Н
	4	8	Две рабочие системы шин	110 – 13
	Б	2	Две рабочие системы шин	110 – 13
2	1	4	Две рабочие системы шин	110 – 13
	2	6	Две рабочие системы шин	110 – 13
	3	4	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой	110 – 4Н
	4	4	Мостик с выключателями в цепях трансформатора	110 – 5АН
	Б	2	Две рабочие системы шин	110 – 13

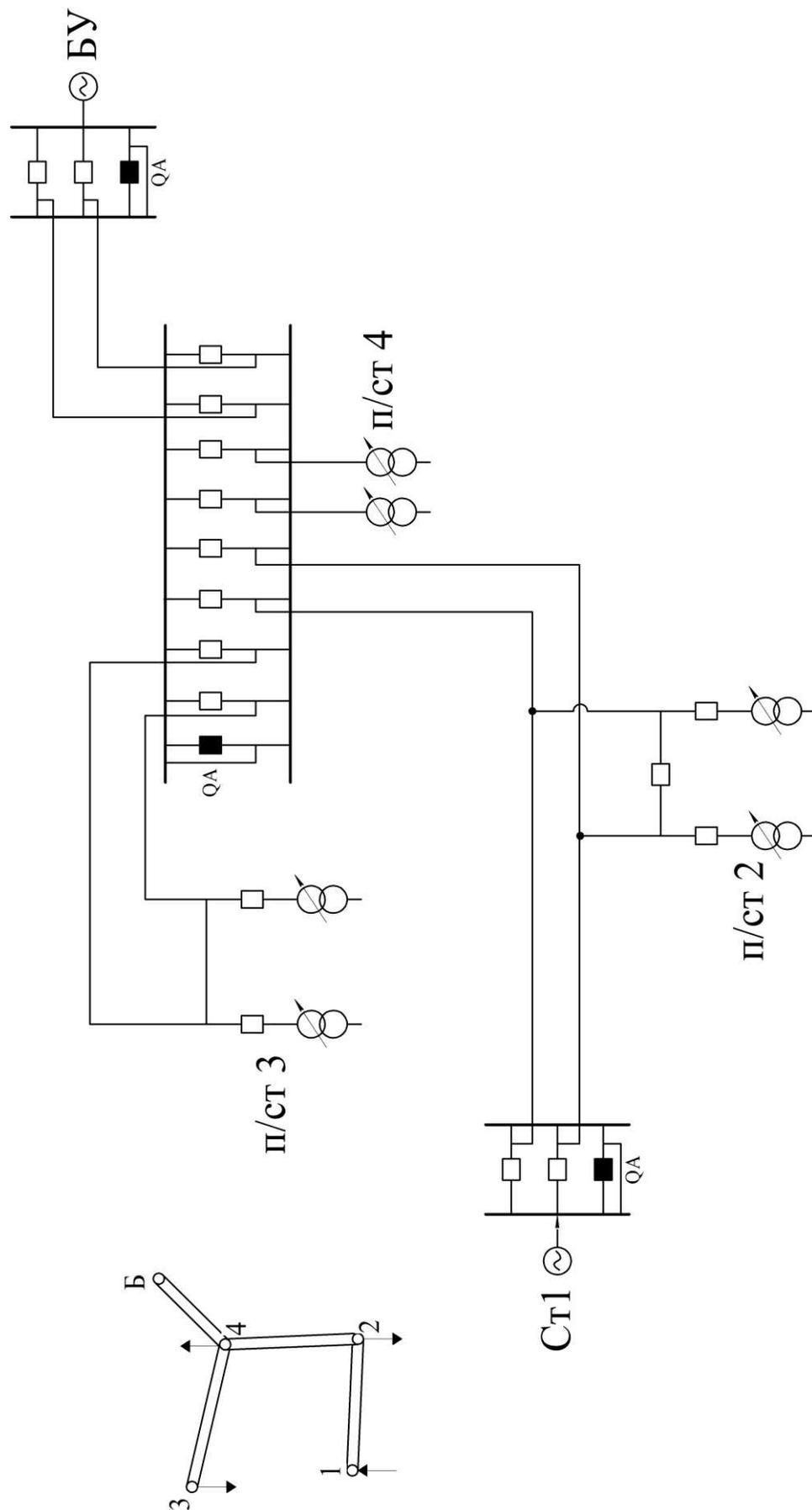


Рисунок 1.5 – Принципиальная схема электрических соединений эскиза №1

Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата

ВКР-13.03.02.05 ПЗ

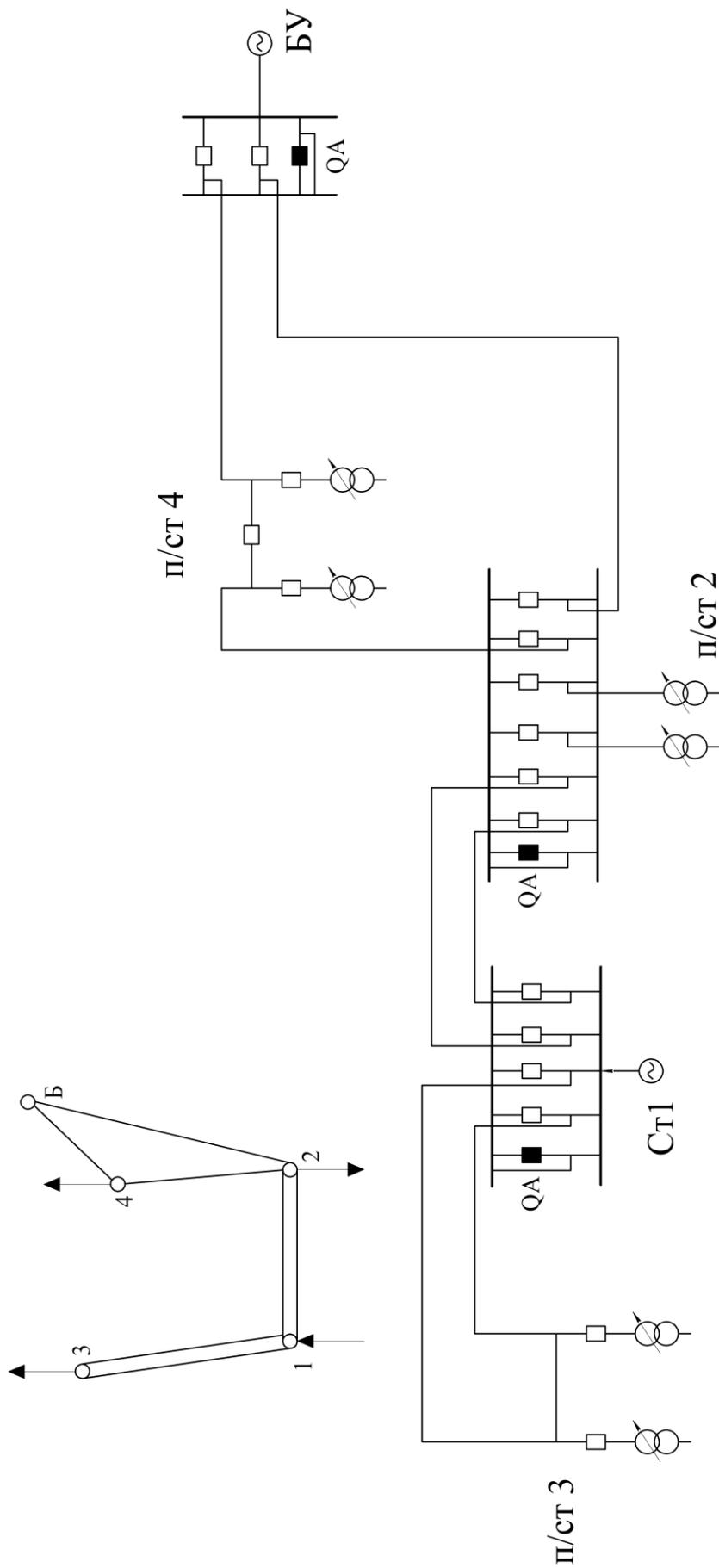


Рисунок 1.6 – Принципиальная схема электрических соединений эскиза №2

Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата

ВКР-13.03.02.05 ПЗ

1.6 Сравнение вариантов схем по натуральным показателям и выбор наилучшего варианта

Анализ натуральных показателей проектируемых эскизов позволяет сделать оценку экономичности вариантов ЭС и выбрать наилучший из них.

Натуральные показатели подразделяются на технические и экономические. К техническим показателям относятся потери напряжения в нормальном максимальном и послеаварийном режиме. Экономические показатели характеризуются суммарной длиной трасс и линий электропередач, а также количеством выключателей на высшей стороне напряжения.

Определим длины трасс и ВЛ для каждого эскиза. Длины трасс и число цепей отдельных участков берем из представленных выше схем, представленных на рисунках 1.1 и 1.2. Для двухцепных линий, смонтированных на одной опоре, при нахождении их длины геометрическое расстояние увеличивается в 1,6 раз для учёта уменьшения стоимости двухцепной линии по сравнению с одноцепными:

$$l_w = 1,6 \cdot l_{mp}, \quad (1.39)$$

где l_{mp} – длина трассы участка ВЛ, км.

Для наглядного сравнения различных эскизов сети занесем в таблицу 1.6 натуральные показатели ЭС.

Таблица 1.6 – Натуральные показатели вариантов электрической сети

№ варианта	Экономические показатели			Технические показатели		
	Длина, км		Кол-во выключателей, шт	Суммарные потери напряжения		
	l_{mp}	$l_{ВЛ}$		Нормальный режим	Послеаварийный режим	
			$\Delta U_{\Sigma}^{н.м}, \%$	Участок обрыва цепи	$\Delta U_{\Sigma}^{п/ав}, \%$	
1	275	440	20	2,93	4-3	4,84
2	395	491	20	4,33	Б-2	7,33

Не смотря на одинаковое количество выключателей в рассматриваемых эскизах, анализируя натуральные показатели, видно, что вариант №1 будет превосходить вариант №2 как по техническим показателям в виде потерь напряжения в нормальном и послеаварийном режимах, так и по длине трасс и воздушных линий, которые требуют больших денежных затрат на установку. С учётом вышесказанного для дальнейших расчётов выбираем вариант №1.

В выбранном варианте конфигурации сети питание происходит по разомкнутой радиально-магистральной схеме. Схемы разомкнутых резервированных электросетей применяются для электроснабжения ответственных потребителей, что и имеет место в нашем случае. Достоинствами такой схемы являются простота релейной защиты, наглядность схемы, возможность присоединения отдельных линий к различным шинам источника питания или даже к разным источникам,

удобство применения при развитии и реконструкции существующих сетей [5, с.32].

2 Выбор основного оборудования районной электрической сети

2.1 Выбор сечения проводов ЛЭП методом экономической плотности тока

При проектировании линии 35-220 кВ выбирают сечения проводов не на основе технико-экономических сопоставляющих в каждом конкретном случае, а по нормативным обобщенным показателям. В качестве таких показателей используют нормированные значения экономической плотности тока для воздушных линий в основных районах страны [1, с. 25].

Экономическое сечение, мм²:

$$F_{ij}^э = \frac{I_{ij}^{раб.макс.}}{j_э}, \quad (2.1)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, которая принята равной 1,0 А/мм² при продолжительности использования максимальной нагрузки $T_{макс}=5100$ ч и при использовании алюминиевых неизолированных проводов [6; табл. 1.3.36],

$I_{ij}^{раб.макс.}$ – максимальный рабочий ток на участке, А, который определяется по следующему выражению

$$I_{ij}^{раб.макс.} = \frac{S_{ij}^{макс} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{ц}}, \quad (2.2)$$

где $S_{ij}^{макс}$ – модуль полной мощности участка сети ij при максимальных нагрузках, МВ·А, которая находится по формуле

$$S_{ij}^{макс} = \sqrt{(P_{ij}^{макс})^2 + (Q_{ij}^{макс})^2}, \quad (2.3)$$

$n_{ц}$ – число цепей на участке, шт,

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, равное 110 кВ.

Рассчитаем модуль полной мощности участка Б-4, МВ·А:

$$S_{Б-4}^{макс} = \sqrt{(P_{Б-4}^{макс})^2 + (Q_{Б-4}^{макс})^2} = \sqrt{(24,0)^2 + (0,38)^2} = 24,0. \quad (2.4)$$

					ВКР-13.03.02.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата		20

Максимальный рабочий ток участка Б-4, А:

$$I_{Б-4}^{раб.макс.} = \frac{S_{Б-4}^{макс} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{ц}} = \frac{24,0 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 62,99. \quad (2.5)$$

Тогда экономическое сечение провода на участке Б-4, мм²:

$$F_{Б-4}^э = \frac{I_{Б-4}^{раб.макс.}}{j_э} = \frac{62,99}{1,0} = 62,99. \quad (2.6)$$

Принимаем ближайшее стандартное сечение провода, мм²:

$$F_{Б-4}^{станд} = 70. \quad (2.7)$$

Выбираем марку провода АС70/11, который необходимо проверить по условиям нагрева и коронирования.

Максимальный рабочий ток как в нормальном режиме работы, так и в послеаварийном режиме, не должен превышать длительно допустимый ток по нагреву выбранного сечения. Для провода АС70/11 длительно допустимый ток вне помещения составляет, А [7, табл. 7.35]:

$$I_{доп}^{АС70/11} = 265. \quad (2.8)$$

Минимальное сечение по условиям короны для напряжения 110 кВ, мм² [6, табл. 2.5.6]:

$$F_{кор.мин.}^{110} = 70. \quad (2.9)$$

Послеаварийным режимом на участке Б-4 является обрыв одной цепи линии. Тогда максимально рабочий ток в послеаварийном режиме будет равен, А:

$$I_{Б-4}^{n/ав} = \frac{S_{Б-4}^{макс} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot (n_{ц} - 1)} = \frac{24,0 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot (2 - 1)} = 125,98. \quad (2.10)$$

Проверка выбранного сечения провода:

– по возникновению короны:

$$F_{Б-4}^{станд} = 70 \geq F_{кор.мин.}^{110} = 70; \quad (2.11)$$

– по нагреву провода:

$$I_{\text{раб.макс.Б-4}}^{н.м.} = 62,99 \leq I_{\text{дон}}^{AC70/11} = 265, \quad (2.12)$$

$$I_{\text{раб.макс.Б-4}}^{н/ав} = 125,98 \leq I_{\text{дон}}^{AC70/11} = 265. \quad (2.13)$$

Выбранное сечение прошло проверку, поэтому принимаем его для участка Б-4. Результаты выбора проводов для остальных участков представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Выбор сечения проводов

Участок сети	$S_{ij}^{макс}$, МВА	n_u , шт.	$I_{\text{раб.макс.ij}}^{н.м.}$, А	$F_{ij}^э$, мм ²	$I_{\text{раб.макс.ij}}^{н/ав}$, А	$F_{ij}^{станд}$, мм ²	$I_{\text{дон}}$, А
1-2	31,64	2	83,05	83,05	166,1	95	330
2-4	13,45	2	35,30	35,29	70,6	70	265
4-3	17,24	2	45,25	45,24	90,5	70	265
Б-4	24,00	2	62,45	62,99	125,9	70	265

Определим параметры эквивалентной схемы замещения ВЛ. Погонные параметры для данных участков принимаем по справочнику [7, табл. 7.38].

Приведём расчёт параметров для участка 1-2:

$$R_{1-2}^э = \frac{R_0^{1-2} \cdot l_{1-2}}{n_u} = \frac{0,306 \cdot 72,0}{2} = 11,02 \text{ Ом}, \quad (2.14)$$

$$X_{1-2}^э = \frac{X_0^{1-2} \cdot l_{1-2}}{n_u} = \frac{0,434 \cdot 72,0}{2} = 15,64 \text{ Ом}, \quad (2.15)$$

$$b_{1-2}^э = b_0^{1-2} \cdot l_{1-2} \cdot n_u = 2,61 \cdot 10^{-6} \cdot 72,0 \cdot 2 = 376,17 \cdot 10^{-6} \text{ См}. \quad (2.16)$$

Аналогично рассчитываются параметры схемы замещения для других участков. Результаты расчёта приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Параметры эквивалентной схемы замещения ВЛ.

Участок ВЛ	l_{mp} , км	n_u , шт.	$F_{ij}^{станд}$, мм ²	\underline{Z}_0 , Ом/км	$b_{c0} \cdot 10^{-6}$, См/км	$\underline{Z}^э$, Ом	$b^э_c \cdot 10^{-6}$, См
1-2	72	2	95	0,306+j0,434	2,61	11,02+j15,64	376,17
2-4	72	2	70	0,428+j0,444	2,55	15,42+j15,99	367,52
4-3	80	2	70	0,428+j0,444	2,55	17,13+j17,77	408,25
Б-4	51	2	70	0,428+j0,444	2,55	10,89+j11,30	259,65

2.2 Выбор силовых трансформаторов на подстанциях

При проектировании ЭЭС необходимо для каждой подстанции выбрать количество и мощность трансформаторов. Число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции, как правило, принимается два [8, п. 3.5]. В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надежное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них [9, с.326]. По требованиям ПУЭ, при отключении одного трансформатора допускается его перегрузка на 40% в течение 6 часов трое суток подряд [6]. Тогда номинальная мощность трансформатора вычисляется по формуле, МВ·А:

$$S_{ном.Тр} \geq k_3 \cdot S_{n/смi}^{расч} \quad (2.17)$$

где k_3 – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора, равный 0,7 о.е.,

$S_{n/смi}^{расч}$ – модуль расчётной максимальной нагрузки i -ой подстанции с учётом установки КУ, МВ·А:

$$S_{n/смi}^{расч} = \sqrt{(P_{maxi})^2 + (Q_{maxi} - Q_{КВи}^{действ})^2} \quad (2.18)$$

Выбор силового трансформатора на примере п/ст 3.

Модуль расчётной мощности подстанции, МВ·А, [см. табл. 3]:

$$S_{n/см3}^{расч} = \sqrt{(16,0)^2 + (6,42)^2} = 17,24 \quad (2.19)$$

Расчётная мощность трансформатора, МВ·А:

$$S_{ном.Тр}^{n/см3} \geq 0,7 \cdot 17,27 = 12,07 \quad (2.20)$$

Принимается ближайшее большее значение мощности из ряда номинальных мощностей трансформаторов $S_{ном} = 16$ МВ·А. Исходя из полученной мощности и заданных напряжений в соответствии с каталогом [10], на подстанции устанавливаются два трансформатора ТДН – 16000/110 У1.

Проверим коэффициент загрузки при нормальном максимальном режиме и послеаварийном режиме, %, рекомендуемый коэффициент загрузки в нормальном максимальном режиме составляет 70 %, в послеаварийном – 140 %:

$$k_{3,n/см3}^{н.м.} = \frac{S_{n/см3}^{расч}}{n_T \cdot S_{ном.Тр}} \cdot 100\% = \frac{17,27}{2 \cdot 16,0} \cdot 100\% = 54 < 70, \quad (2.21)$$

$$k_{3.n/cm3}^{n/av} = \frac{S_{n/cm3}^{расч}}{(n_T - 1) \cdot S_{ном.Тр}} \cdot 100\% = \frac{17,27}{(2 - 1) \cdot 16,0} \cdot 100\% = 108 < 140. \quad (2.22)$$

Результаты аналогичного расчёта и выбора трансформаторов на других подстанциях заносим в таблицу 2.3. Паспортные и расчётные данные представлены в таблицах 2.4 и 2.5 соответственно.

Таблица 2.3 – Выбор силовых трансформаторов

№ п/ст	$S_{n/cm3}$, МВ·А	$S_{ном.Тр}$, МВ·А	Марка трансформатора	n_T , шт.	$k_3^{н.м.}$, о.е.	$k_3^{n/av}$, о.е.
2	20,38	16,0	ТДН – 16000/110	2	0,64	1,27
3	17,24	16,0	ТДН – 16000/110	2	0,54	1,08
4	15,23	16,0	ТДН – 16000/110	2	0,47	0,95

Таблица 2.4 – Паспортные данные трансформатора

№ п/ст	$S_{ном.Тр}$, МВ·А	R_T , Ом	X_T , Ом	$\Delta P_{кз}$, кВт	ΔP_{xx} , кВт	u_x , %	I_x , %	ΔQ_{xx} , квар	РПН, %
2,3,4	16,0	4,38	86,2	85,0	19,0	10,5	0,7	112	$\pm 9 \times 1,78\%$

Таблица 2.5 – Расчётные данные трансформатора

№ п/ст	n_T , шт.	$R_{экв}$, Ом	$X_{экв}$, Ом	$G_{экв}$, мкСм	$B_{экв}$, мкСм	$\Delta P_{xx}^{экв}$, кВт	$\Delta Q_{xx}^{экв}$, квар
2,3,4	2	2,19	43,1	2,84	16,94	38	224

2.3 Выбор основного оборудования п/ст 3

2.3.1 Расчёт токов для выбора токоведущих частей подстанции

2.3.1.1 Расчёт токов цепей трансформатора

На стороне ВН и НН расчётные нагрузки определяют с учётом установки в перспективе трансформаторов следующей по шкале ГОСТ номинальной мощности [8, п. 4.16; 9, с.171]

Токи рассчитываются следующим образом:

$$I_{норм}^{ВН} = (0,65 \div 0,7) \cdot \frac{S'_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.23)$$

$$I_{макс}^{ВН} = (1,3 \div 1,4) \cdot \frac{S'_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (2.24)$$

Для дальнейшего расчёта токов выбираем из предела $0,65 \div 0,7$ значение равное $0,65$ и из предела $1,3 \div 1,4$ значение $1,3$.

Токи на стороне ВН 110 кВ, кА,

$$I_{норм}^{ВН} = 0,65 \cdot \frac{25,0}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,092, \quad (2.25)$$

$$I_{макс}^{ВН} = 1,3 \cdot \frac{25,0}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,184. \quad (2.26)$$

Токи на стороне НН 10 кВ, кА,

$$I_{норм}^{НН} = 0,65 \cdot \frac{25,0}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,010, \quad (2.27)$$

$$I_{макс}^{НН} = 1,3 \cdot \frac{25,0}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,020, \quad (2.28)$$

где $S'_{номТ}$ – номинальная мощность трансформатора следующая по шкале после выбранной, МВ·А,

$U_{ном}$ – номинальные напряжения трансформаторов на высшей и низшей сторонах, кВ.

2.3.1.2 Расчёт токов в цепях линии

Токи в цепях для n параллельно работающих линий определяются по выражениям [9, с.172], кА:

$$I_{нормW}^{ВН} = \frac{S_{ПС}}{n_{лс} \cdot \sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{17,24}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,045, \quad (2.29)$$

$$I_{максW}^{ВН} = \frac{n_{лс}}{n_{лс} - 1} \cdot I_{нормW}^{ВН} = \frac{2}{2 - 1} \cdot 0,045 = 0,090, \quad (2.30)$$

$$I_{нормW}^{НН} = \frac{S_{ПС}}{n_2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_2} = \frac{17,24}{16 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 0,062, \quad (2.31)$$

где $S_{ПС}$ – модуль мощности проектируемой подстанции, МВ·А;

U_1, U_2 – номинальные напряжения на сторонах ВН и НН соответственно, кВ;

$n_{лс}$ – число линий связи, шт;

n_2 – количество присоединений на низшей стороне подстанции, шт.

2.3.2 Выбор токоведущих частей

2.3.2.1 Выбор сборных шин и ошинок на стороне ВН 110 кВ

В РУ 35 кВ и выше используют гибкие шины, выполненные проводами АС [9, с.186].

Согласно ПУЭ [6, п.1.3.28] сборные шины и ошиновки не подлежат проверке по экономической плотности тока. Их выбор производится по нагреву (по длительно допустимому току) с учётом не только нормальных, но и послеаварийных режимов и режимов в период ремонтных работ [6, п. 1.3.2], т.е. в максимальном режиме работы.

Исходя из значения $I_{\max} = 184 \text{ А}$, а также по условию ПУЭ о минимальном сечении провода по условиям короны [6, табл. 2.5.6] для напряжения 110 кВ принимаем провод марки АС 70/11.

Таблица 2.6 – Характеристики провода марки АС сечения 70 мм²

Сечение провода, мм ²	Допустимый ток, А
70	265

Таблица 2.7 – Выбор и проверка ошиновки на ВН

Условия выбора	Расчётная величина	Данные по каталогу
$I_{\max} \leq I_{\text{дон}}$	$I_{\max} = 184 \text{ А}$	$I_{\text{дон}} = 265 \text{ А}$
$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$	$1,07 \cdot E = 11,76 \text{ кВ/см}$ $0,9 \cdot E_0 = 31,22 \text{ кВ/см}$	$D_{\text{пр}} = 1,14 \text{ см}$ $r_0 = 0,57 \text{ см}$ $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$

Примечание: при расчёте напряжённости поля междуфазное расстояние принять равным 400 см [11, табл. 2.2], расположение фаз – горизонтальное.

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, т.к. шины выполнены голым неизолированным проводом на открытом воздухе [6, п.1.4.3].

Поскольку на стороне ВН $I_{\text{к}}^{(3)} = 2,417 \text{ кА}$, то нет необходимости в проверке гибких шин на электродинамическое действие тока КЗ [9, с.188].

2.3.2.2 Выбор сборных шин и ошинок на стороне НН 10 кВ

В закрытых РУ 6-10 кВ сборные шины и ошиновку выполняют жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за их высокой стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках [9, с.175].

Сборные шины ошинок в пределах открытых и закрытых распределительных устройств всех напряжений по экономической плотности не проверяются [6, п.1.3.28].

Исходя из величины тока трансформатора на низшей стороне в максимальном режиме работы $I_{\max}^{HH} = 2,020$ кА, выбираю алюминиевую однополосную шину 120x10 [9, с.591], установленную на ребро, характеристики которой представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Характеристики алюминиевых шин прямоугольного сечения, окрашенных

Размеры шины, мм	Сечение одной полосы, мм ²	Допустимый ток, А
120x10	1200	2070

Таблица 2.9 – Результаты проверки алюминиевых шин прямоугольного сечения

Условие выбора	Расчётная величина	Данные по каталогу
$I_{\max} \leq I_{\text{дон}}$	$I_{\max} = 2020 \text{ А}$	$I_{\text{дон}} = 2070 \text{ А}$
$q_{\min} \leq q$	$q_{\min} = 48,3 \text{ мм}^2$	$q = 1200 \text{ мм}^2$
$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{дон}}$	$\sigma_{\max} = 8,53 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{дон}} = 45 \text{ МПа}$

2.3.3 Выбор выключателей

Выбор выключателя производится по важнейшим параметрам, поскольку заводами-изготовителями гарантируется определенная зависимость всех 12 различных параметров выключателя [9, с.268].

Условия выбора выключателей [9, с.268-269]:

- по напряжению установки;
- по длительному току.

После выбора выключателя его проверяют по следующим условиям:

- на симметричный ток отключения;
- на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ;
- по включающей способности;
- на электродинамическую стойкость;
- на термическую стойкость.

2.3.3.1 Выбор выключателей на стороне ВН 110 кВ

В ОРУ 110 кВ и выше следует применять элегазовые выключатели колонковые или баковые взрывобезопасные, преимущественно с пружинным приводом, а также допускается применение вакуумных выключателей по мере развития технологий [12, п.2.3.3.2].

По условиям выбора подходящим является элегазовый колонковый выключатель 3AP1FG 126 компании «Сименс» [13]. Гашение дуги в таких выключателях производится компрессионным способом или автокомпрессионным способом при отключении больших токов. Каталожные данные выключателя представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Технические характеристики выключателя ЗАР1FG 126

Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном}$	110
Номинальный длительный ток, А	$I_{ном}$	1000
Номинальный ток отключения, кА	$I_{откл.ном}$	20
Ток включения, кА	$I_{вкл}$	20
Ток электродинамической стойкости: - амплитуда, кА - начальное действующее значение, кА	$-i_{пр.скв}$ $-I_{пр.скв.}$	- 51 - 20
Собственное время отключения, с	$t_{с.в.}$	0,031
Полное время отключения, с	$t_{п.в.}$	0,057
Ток термической стойкости, протекающий в течение 3 с, кА	$I_{терм}$	20
Нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %	$\beta_{норм}$	40

Проверка выключателя производится по трехфазному току КЗ, указанному в исходных данных ВКР. Результаты проверки в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Выбор и проверка выключателя по требуемым условиям

Условия выбора	Каталожные данные	Расчётные данные
$U_{сет.ном} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 184 \text{ А}$
$I_{п\tau} \leq I_{откл.ном}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{п\tau} = 2,417 \text{ кА}$
$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	$\beta_{норм} = 40\%$ $I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$ $t_{с.в.} = 0,031 \text{ с}$	$i_{а.ном} = 11,314 \text{ кА}$ $i_{ат} = 0,663 \text{ кА}$
$I_{п0} \leq I_{вкл}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{п0} = 2,417 \text{ кА}$
$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$	$i_{пр.скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,811 \text{ кА}$
$I_{п0} \leq I_{пр.скв.}$	$I_{пр.скв.} = 20 \text{ кА}$	$I_{п0} = 2,417 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{откл}$ (т.к. $t_{откл} < t_{терм}$)	$I_{терм} = 20 \text{ кА}$ $t_{откл} = 0,157 \text{ с}$	$B_k = 1,051 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 62,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, выбранный выключатель ЗАР1FG 126 удовлетворяет всем

вышеперечисленным требованиям и пригоден для установки в заданной цепи.

2.3.3.2 Выбор выключателя на стороне НН 10 кВ

В качестве РУ НН были выбраны шкафы серии КРУ – СЭЩ – 61М, в которых завод – изготовитель указал выключатели в каталоге [14], возможна установка элегазовых или вакуумных выключателей. В качестве такого выключателя выбран вакуумный выключатель ВВУ – СЭЩ – Э – 10 – 31,5/2500 [15]. Каталожные данные выключателя представлены в таблице 2.12.

Принцип таких выключателей основан на гашении дуги в вакууме, т.е. при низком давлении ($10^{-4} - 10^{-6}$ Па). Вследствие глубокого вакуума происходит быстрая диффузия заряженных частиц в окружающее пространство и при первом переходе тока через ноль дуга гаснет. Также электрическая прочность вакуумного промежутка во много раз больше, чем воздушного промежутка при атмосферном давлении [9, с.328].

Таблица 2.12 – Технические характеристики выключателя ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/2500

Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном}$	10
Номинальный длительный ток, А	$I_{ном}$	2500
Номинальный ток отключения, кА	$I_{откл.ном}$	31,5
Ток включения, кА	$I_{вкл}$	31,5
Ток электродинамической стойкости: - амплитуда, кА - начальное действующее значение, кА	$-i_{пр.скв}$ $-I_{пр.скв.}$	- 81 - 31,5
Собственное время отключения, с	$t_{с.в.}$	0,030
Полное время отключения, с	$t_{п.в.}$	0,050
Ток термической стойкости, протекающий в течение 3 с, кА	$I_{терм}$	31,5
Нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %	$\beta_{норм}$	40

Таблица 2.13 – Выбор и проверка выключателя по требуемым условиям

Условия выбора	Каталожные данные	Расчётные данные
$U_{сет.ном} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 2020 \text{ А}$

Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата
------	------	-------------	---------	------

Продолжение таблицы 2.13

Условия выбора	Каталожные данные	Расчётные данные
$I_{н\tau} \leq I_{откл.ном}$	$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н\tau} = 7,561 \text{ кА}$
$i_{a\tau} \leq i_{a.ном}$	$\beta_{норм} = 40\%$ $I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$ $t_{с.в.} = 0,030 \text{ с}$	$i_{a.ном} = 17,819 \text{ кА}$ $i_{a\tau} = 2,819 \text{ кА}$
$I_{н0} \leq I_{вкл}$	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н0} = 7,561 \text{ кА}$
$i_{y\delta} \leq i_{пр.скв}$	$i_{пр.скв} = 81 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 17,643 \text{ кА}$
$I_{н0} \leq I_{пр.скв.}$	$I_{пр.скв.} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н0} = 7,561 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{откл}$ (т.к. $t_{откл} < t_{терм}$)	$I_{терм} = 31,5 \text{ кА}$ $t_{откл} = 0,150 \text{ с}$	$B_k = 10,290 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 158,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выходит, что выбранный выключатель ВВУ – СЭЩ – П – 10 – 31,5/2500 проходит по всем условиям проверки и будет установлен в ячейку КРУ – СЭЩ – 61М.

2.3.3.3 Выбор выключателей на отходящих линиях на стороне НН 10 кВ

Необходимо произвести выбор выключателей на отходящих от подстанции линиях класса напряжения 10 кВ. По рассчитанному току на отходящих линиях [п.2.3.2.2], равному 62 А, выбирается вакуумный выключатель ВВТЭ – М – 10 – 12,5/630 УХЛ2 [16].

Таблица 2.14 – Технические характеристики выключателя ВВТЭ-М-10-12,5 УХЛ2

Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном}$	10
Номинальный длительный ток, А	$I_{ном}$	630
Номинальный ток отключения, кА	$I_{откл.ном}$	12,5
Ток включения, кА	$I_{вкл}$	12,5
Ток электродинамической стойкости: - амплитуда, кА - начальное действующее значение, кА	$-i_{пр.скв}$ $-I_{пр.скв.}$	- 32 - 12,5
Собственное время отключения, с	$t_{с.в.}$	0,018
Полное время отключения, с	$t_{п.в.}$	0,035

Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата
------	------	-------------	---------	------

Продолжение таблицы 2.14

Ток термической стойкости, протекающий в течение 3 с, кА	$I_{терм}$	12,5
Нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %	$\beta_{норм}$	50

Таблица 2.15 – Выбор и проверка выключателя по требуемым условиям

Условия выбора	Каталожные данные	Расчётные данные
$U_{сет.ном} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 кВ$	$U_{ном} = 10 кВ$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 630 А$	$I_{раб.макс} = 62 А$
$I_{нт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{откл.ном} = 12,5 кА$	$I_{нт} = 7,561 кА$
$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	$\beta_{норм} = 50\%$ $I_{откл.ном} = 12,5 кА$ $t_{с.в.} = 0,018 с$	$i_{а.ном} = 8,840 кА$ $i_{ат} = 4,205 кА$
$I_{н0} \leq I_{вкл}$	$I_{вкл} = 12,5 кА$	$I_{н0} = 7,561 кА$
$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$	$i_{пр.скв} = 32 кА$	$i_{уд} = 17,643 кА$
$I_{н0} \leq I_{пр.скв.}$	$I_{пр.скв.} = 12,5 кА$	$I_{н0} = 7,561 кА$
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{откл}$ (т.к. $t_{откл} < t_{терм}$)	$I_{терм} = 12,5 кА$ $t_{откл} = 0,135 с$	$B_k = 10,290 кА^2 \cdot с$ $I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 23,438 кА^2 \cdot с$

Выбранный выключатель проходит по всем условиям проверки.

2.3.4 Выбор разъединителей

Выбор и проверка разъединителей производится [9, с.233]:

- по напряжению;
- по току;
- конструкции, роду установку;
- электродинамической стойкости;
- термической стойкости.

2.3.4.1 Выбор разъединителей на стороне ВН 110 кВ

Рекомендуется в целях улучшения обслуживания и повышения автоматизированности подстанции применять в сетях 110 кВ и выше разъединители пантографного, полупантографного и горизонтально-поворотного типа, оснащённые электродвигательными приводами, в том числе и для заземляющих ножей, высокопрочными фарфоровыми или полимерными опорными изоляторами, высоконадежными устройствами для реализации схем электромагнитной блокировки [12,

п.2.3.3.2].

Для данного напряжения подходит разъединитель горизонтально-поворотного типа РГП СЭЩ – 110/1250 УХЛ1 [17], технические данные которого представлены в таблице 2.16.

В этих разъединителях главный нож состоит из двух частей, и они перемещаются в горизонтальной плоскости при повороте колонок изоляторов, на которых закреплены. Контактная часть разъединителя состоит из ламелей, укрепленных на конце одного ножа, и контактной поверхности на конце другого ножа. В РГП при отключении нож «ломается» на две части, что значительно облегчает работу привода при обледенении контактов [9, с.284].

Таблица 2.16 – Технические параметры РГП СЭЩ-110/1250 УХЛ1

Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном}$	110
Номинальный длительный ток, А	$I_{ном}$	1250
Ток электродинамической стойкости: - амплитуда, кА - начальное действующее значение, кА	$-i_{пр.скв}$ $-I_{пр.скв.}$	- 80 - 31,5
Ток термической стойкости, кА	$I_{терм}$	31,5
Время протекания тока термической стойкости, с	$t_{терм}$	3

Таблица 2.17 – Выбор и проверка разъединителя по требуемым условиям

Условия выбора	Каталожные данные	Расчётные данные
$U_{сет.ном} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 184 \text{ А}$
$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$	$i_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,811 \text{ кА}$
$I_{n0} \leq I_{пр.скв.}$	$I_{пр.скв.} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 2,417 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{откл}$	$I_{терм} = 31,5 \text{ кА}$ $t_{терм} = 3 \text{ с}$	$B_k = 1,051 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 2979,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.3.4.2 Выбор разъединителя на стороне НН 10 кВ

Поскольку в качестве РУ на стороне НН выбраны шкафы типа КРУ СЭЩ – 61М, то по технической документации данной ячейки следует, что в качестве разъединителя установлены контакты штепсельного (втычного) типа.

В разъединителях данного типа видимый разрыв создается конструкцией шкафа КРУ, т.е. с помощью выдвигного элемента.

Проверка разъединителя производится аналогично проверке выключателей в ячейке КРУ, выбранных в пункте 2.3.3, только из проверки исключается проверка по отключающей способности.

2.3.5 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки;
- по току;
- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости;
- по нагрузке.

2.3.5.1 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН 110 кВ

Вблизи с выбранным ранее выключателем ЗАР1FG 126 принимаю к установке опорный газонаполненный трансформатор тока с фарфоровой крышкой ТОГФ – 110/0,5 – 200/5 [18], характеристики которого представлены в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Технические характеристики ТОГФ – 110/0,5 – 200/5

Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном}$	110
Номинальный первичный ток, А	$I_{1ном}$	200
Номинальный вторичный ток, А	$I_{2ном}$	5
Ток электродинамической стойкости: - амплитуда, кА - начальное действующее значение, кА	$-i_{пр.скв}$ $-I_{пр.скв.}$	- 64 - 25
Ток термической стойкости, кА	$I_{терм}$	31,5
Время протекания тока термической стойкости, с	$t_{терм}$	3
Номинальная нагрузка вторичных обмоток $\cos\varphi_2=0.8$, В·А	$S_{ном}$	3; 5; 10; 15; 20; 25; 30; 50; 60; 75; 100.

Таблица 2.19 – Выбор и проверка трансформатора тока по требуемым условиям

Условия выбора	Каталожные данные	Расчётные данные
$U_{сет.ном} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{1ном} = 200 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 184 \text{ А}$
$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$	$i_{пр.скв} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,811 \text{ кА}$
$I_{n0} \leq I_{пр.скв.}$	$I_{пр.скв.} = 25 \text{ кА}$	$I_{n0} = 2,417 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{терм}$	$I_{терм} = 25 \text{ кА}$ $t_{терм} = 3 \text{ с}$	$B_k = 1,051 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Поскольку состав приборов, подключаемых ко вторичной цепи трансформатора тока на стороне ВН, неизвестен, то проверка по вторичной нагрузке не выполняется.

Также выбор производится и по следующим критериям:

- по конструкции и классу точности:

Класс точности выбирается в соответствии с родом подключаемых устройств. Конструкция соответствует рекомендациям завода-изготовителя.

Таким образом, выбранный трансформатор тока ТОГФ – 110/0,5 – 200/5 пригоден для установки на проектируемой подстанции.

Также следует выбрать трансформатор тока, встроенный в вводы высшего напряжения силового трансформатора. На максимальный ток 184 А в цепях трансформатора выбирается трансформатор тока типа ТВТ – 110 – I – 300/5 [19]. Параметры представлены в таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Технические параметры ТВТ-110-I-300/5

Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном}$	110
Номинальный первичный ток, А	$I_{1ном}$	300
Номинальный вторичный ток, А	$I_{2ном}$	5
Кратность тока термической стойкости	$k_{терм}$	25
Время протекания тока термической стойкости, с	$t_{терм}$	3
Класс точности/нагрузка вторичных обмоток м $\cos\varphi_2=0.8$, В·А	$S_{ном}$	10/20

Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата
------	------	-------------	---------	------

Таблица 2.21 – Выбор и проверка трансформатора тока по требуемым условиям

Условия выбора	Каталожные данные	Расчётные данные
$U_{сет.ном} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{1ном} = 300 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 184 \text{ А}$
$B_k \leq (I_{1ном} \cdot k_{терм})^2 \cdot t_{мер}$	$k_{терм} = 25$ $t_{мер} = 3 \text{ с}$	$B_k = 1,051 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $(I_{1ном} \cdot k_{терм})^2 \cdot t_{мер} = 168,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Также выбор производится и по следующим критериям:

- по конструкции и классу точности:

Класс точности выбирается в соответствии с родом подключаемых устройств. Конструкция не оговаривается.

- по электродинамической стойкости:

Динамическая устойчивость шинных и встроенных трансформаторов тока определяется устойчивостью шин и токоведущих частей вводов аппаратов и проверка по условию $i_{уд} \leq i_{дин.ст.}$ не требуется [20, с.24].

- по вторичной нагрузке:

Состав приборов, подключаемых ко вторичной цепи трансформатора тока, неизвестен, поэтому проверка по вторичной нагрузке не выполняется.

Выбранный трансформатор тока ТВТ – 110 – I – 300/5 проходит все вышеуказанные проверки и готов к установке в вводы силового трансформатора на подстанции.

2.3.5.2 Выбор трансформаторов тока на стороне НН 10 кВ

Выбор трансформатора тока в вводной ячейке КРУ

Принимаю к установке в выбранный шкаф КРУ – СЭЩ – 61М опорный трансформатор тока с литой изоляцией ТОЛ – СЭЩ – 10/0,5 – 2500/5 [21]. Характеристики по данному трансформатору представлены в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Технические параметры ТОЛ – СЭЩ – 10/0,5 – 2500/5

Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном}$	10
Номинальный первичный ток, А	$I_{1ном}$	2500
Номинальный вторичный ток, А	$I_{2ном}$	5
Ток электродинамической стойкости: - амплитуда, кА - начальное действующее значение, кА	$-i_{пр.скв.}$ $-I_{пр.скв.}$	- 100 - 40

Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата
------	------	-------------	---------	------

ВКР-13.03.02.05 ПЗ

Лист

35

Продолжение таблицы 2.22

Ток термической стойкости, кА	$I_{терм}$	40
Время протекания тока термической стойкости, с	$t_{терм}$	1
Номинальная нагрузка вторичных обмоток $\cos\varphi_2=0.8$, В·А	$S_{ном}$	3; 5; 7,5; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 60.

Таблица 2.23 – Выбор и проверка трансформатора тока по требуемым условиям

Условия выбора	Каталожные данные	Расчётные данные
$U_{сет.ном} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{1ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 2020 \text{ А}$
$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$	$i_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 17,643 \text{ кА}$
$I_{n0} \leq I_{пр.скв.}$	$I_{пр.скв.} = 40 \text{ кА}$	$I_{n0} = 7,561 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{терм}$	$I_{терм} = 40 \text{ кА}$ $t_{терм} = 1 \text{ с}$	$B_k = 10,290 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$S_{2ном} = 5 \text{ В} \cdot \text{А}$	$Z_2 = 0,19 \text{ Ом}$ $Z_{2ном} = 0,2 \text{ Ом}$

Примечание: в качестве приборов, подключаемых ко вторичной цепи, возьмем следующие: счётчик электроэнергии, амперметр, включённый в одну фазу, измерительный преобразователь тока Е842. Типы приборов указаны в технической информации по выбранной ячейки КРУ – СЭЩ – 61М [14].

Схема соединения измерительных трансформаторов тока и приборов изображена на рисунке 2.1.

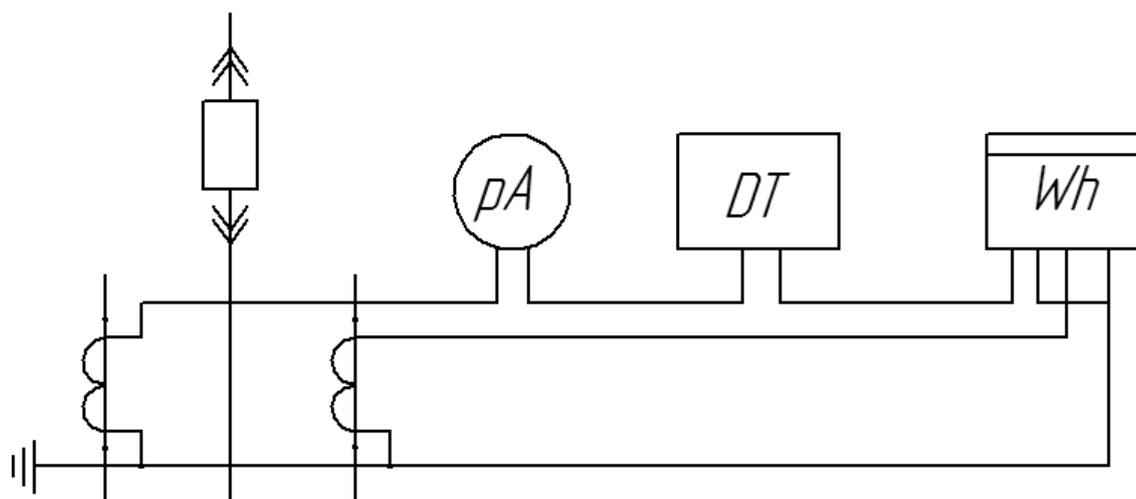


Рисунок 2.1 – Схема соединения измерительных трансформаторов тока и приборов

Тип приборов и их нагрузка представлены в таблице 2.24. Данные о приборах взяты из технической информации по шкафу КРУ [14].

Таблица 2.24 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э42703	0,5	–	–
Счётчик ЭЭ	Меркурий 234	1,0	–	1,0
Измерительный преобразователь тока	Е842А	1,0	–	–
Итого:		2,5	–	1,0

Проверка производится по наиболее загруженной фазе.

Также выбор производится и по следующим критериям:

- по конструкции и классу точности:

Класс точности выбирается в соответствии с родом подключаемых устройств. Конструкция соответствует рекомендациям завода-изготовителя ячейки КРУ, в которую встраивается выбранный трансформатор тока.

Таким образом, выбранный трансформатор тока ТОЛ – СЭЩ – 10/0,5 – 2500/5 пригоден для установки в вводной ячейке КРУ на проектируемой подстанции.

Выбор трансформатора тока в отходящих ячейках КРУ

Принимаю к установке в выбранный шкаф КРУ – СЭЩ – 61М опорный трансформатор тока с литой изоляцией ТОЛ – СЭЩ – 10/0,5 – 75/5 [21]. Характеристики по данному трансформатору представлены в таблице 2.25.

Таблица 2.25 – Технические параметры ТОЛ – СЭЩ – 10/0,5 – 75/5

Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном}$	10
Номинальный первичный ток, А	$I_{1ном}$	75
Номинальный вторичный ток, А	$I_{2ном}$	5
Ток электродинамической стойкости: - амплитуда, кА - начальное действующее значение, кА	$-i_{пр.скв}$ $-I_{пр.скв.}$	- 20 - 8
Ток термической стойкости, кА	$I_{терм}$	8

Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата
------	------	-------------	---------	------

Продолжение таблицы 2.25

Время протекания тока термической стойкости, с	$t_{терм}$	1
Номинальная нагрузка вторичных обмоток $\cos\varphi_2=0.8$, В·А	$S_{ном}$	3; 5; 7,5; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 60.

Таблица 2.26 – Выбор и проверка трансформатора тока по требуемым условиям

Условия выбора	Каталожные данные	Расчётные данные
$U_{сет.ном} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{1ном} = 75 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 62 \text{ А}$
$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$	$i_{пр.скв} = 20 \text{ кА}$	$i_{уд} = 17,643 \text{ кА}$
$I_{n0} \leq I_{пр.скв.}$	$I_{пр.скв.} = 8 \text{ кА}$	$I_{n0} = 7,561 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{терм}$	$I_{терм} = 8 \text{ кА}$ $t_{терм} = 1 \text{ с}$	$B_k = 10,290 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{терм} = 64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$S_{2ном} = 5 \text{ В} \cdot \text{А}$	$Z_2 = 0,19 \text{ Ом}$ $Z_{2ном} = 0,2 \text{ Ом}$

Также выбор производится и по следующим критериям:

- по конструкции и классу точности:

Класс точности выбирается в соответствии с родом подключаемых устройств. Конструкция соответствует рекомендациям завода-изготовителя ячейки КРУ, в которую встраивается выбранный трансформатор тока.

Таким образом, выбранный трансформатор тока ТОЛ – СЭЩ – 10/0,5 – 75/5 пригоден для установки в вводной ячейке КРУ на проектируемой подстанции.

Выбор трансформатора тока в вводах силового трансформатора

Для установки в вводах НН трансформаторов выбираю встроенные трансформаторы тока типа ТВТ – 10 – I – 5000/5 [19]. Параметры представлены в таблице 2.27.

Таблица 2.27 – Технические параметры ТВТ-10-I-5000/5

Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном}$	10
Номинальный первичный ток, А	$I_{1ном}$	5000
Номинальный вторичный ток, А	$I_{2ном}$	5

Продолжение таблицы 2.27

Кратность тока термической стойкости	$k_{терм}$	20
Время протекания тока термической стойкости, с	$t_{терм}$	3
Класс точности/нагрузка вторичных обмоток м $\cos\varphi_2=0.8$, В·А	$S_{ном}$	0,5/30

Таблица 2.28 – Выбор и проверка трансформатора тока по требуемым условиям

Условия выбора	Каталожные данные	Расчётные данные
$U_{сет.ном} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 кВ$	$U_{ном} = 10 кВ$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{1ном} = 5000 А$	$I_{раб.макс} = 2020 А$
$B_k \leq (I_{1ном} \cdot k_{терм})^2 \cdot t_{терм}$	$k_{терм} = 20$ $t_{терм} = 3 с$	$B_k = 1,051 кА^2 \cdot с$ $(I_{1ном} \cdot k_{терм})^2 \cdot t_{терм} = 58800 кА^2 \cdot с$

Также проводят следующие проверки:

- по конструкции и классу точности:

Класс точности выбирается в соответствии с родом подключаемых устройств. Требования к конструкции не оговорены, поэтому проверку не производим.

- по электродинамической стойкости:

Динамическая устойчивость шинных и встроенных трансформаторов тока определяется устойчивостью шин и токоведущих частей вводов аппаратов, и проверка не требуется [20, с.24].

- по вторичной нагрузке:

Состав приборов, подключаемых ко вторичной цепи трансформатора тока, неизвестен, поэтому проверка по вторичной нагрузке не выполняется.

Выбранный трансформатор тока ТВТ – 10 – I – 5000/5 проходит все вышеуказанные проверки и готов к установке на подстанции.

2.3.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбирают [9, с.301]:

- по напряжению установки;
- конструкции и схеме соединения обмоток;
- классу точности;
- вторичной нагрузке.

2.3.6.1 Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН 110 кВ

Принимаю к установке каскадный трансформатор напряжения с фарфоровой изоляцией типа НКФ – 110 – 06 ХЛ1 [22], параметры которого представлены в таблице 2.29.

Таблица 2.29 – Технические характеристики НКФ-110-06 ХЛ1

Номинальное напряжение, кВ	$U_{1ном}$	110
Вторичное напряжение (основной обмотки №1), В	$U_{2ном}$	$100/\sqrt{3}$
Вторичное напряжение (основной обмотки №2), В	$U_{2ном}$	$100/\sqrt{3}$
Вторичное напряжение (дополнительной обмотки), В	$U_{2ном}$	100
Класс точности/нагрузка вторичных обмоток, В·А	$S_{ном}$	0,2/100 0,5/200 1/400 3/500 3Р/600

Таблица 2.30 – Выбор и проверка трансформатора тока по требуемым условиям

Условия выбора	Каталожные данные	Расчётные данные
$U_{сет.ном} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$

Поскольку вторичная нагрузка неизвестна, то проверку по вторичной нагрузке выполнить невозможно. По этой же причине нельзя выполнить проверку по допустимой потере напряжения в цепях трансформатора.

Также проводят следующие проверки:

- по классу точности:

Класс точности выбирается в соответствии с подключаемыми приборами.

Выбранный трансформатор НКФ – 110 – 06 ХЛ1 может быть принят к установке на подстанцию.

2.3.6.2 Выбор трансформатора напряжения на стороне НН 10 кВ

К установке принимаю заземляемый однофазный трансформатор напряжения с литой изоляцией типа ЗНОЛ – СЭЩ – 10М [23], который встраивается в выбранный шкаф серии КРУ – СЭЩ – 61М. Параметры выбранного трансформатора напряжения представлены в таблице 2.31.

Таблица 2.31 – Каталожные данные ЗНОЛ – СЭЩ – 10М

Номинальное напряжение, кВ	$U_{1ном}$	10
Вторичное напряжение (основной обмотки №1), В	$U_{2ном}$	$100/\sqrt{3}$
Вторичное напряжение (дополнительной обмотки), В	$U_{2ном}$	100/3
Класс точности/нагрузка вторичных обмоток, В·А	$S_{ном}$	0,2/ 10; 15; 25 0,5/ 30; 50 1/ 50; 75; 100; 150 3/ 100; 150; 200; 300

Таблица 2.32 – Выбор и проверка трансформатора тока по требуемым условиям

Условия выбора	Каталожные данные	Расчётные данные
$U_{сет.ном} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 кВ$	$U_{ном} = 110 кВ$
$S_2 \leq S_{2ном}$	$S_{2ном} = 50 В \cdot А$	$S_2 = 37 В \cdot А$

Примечание: в качестве приборов, подключаемых ко вторичной цепи, принимаем приборы, обозначенные в таблице 2.33.

Данные приборы и информация о них взяты из технической информации по шкафу КРУ [14].

Таблица 2.33 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Количество	Мощность одной обмотки, В·А	Число обмоток	Общая потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2,0	1	2,0
Счётчик ЭЭ	Меркурий 234	17	1,0	2	34,0
Измерительный преобразователь напряжения	Е842А	1	1,0	1	1,0
Итого:					37,0

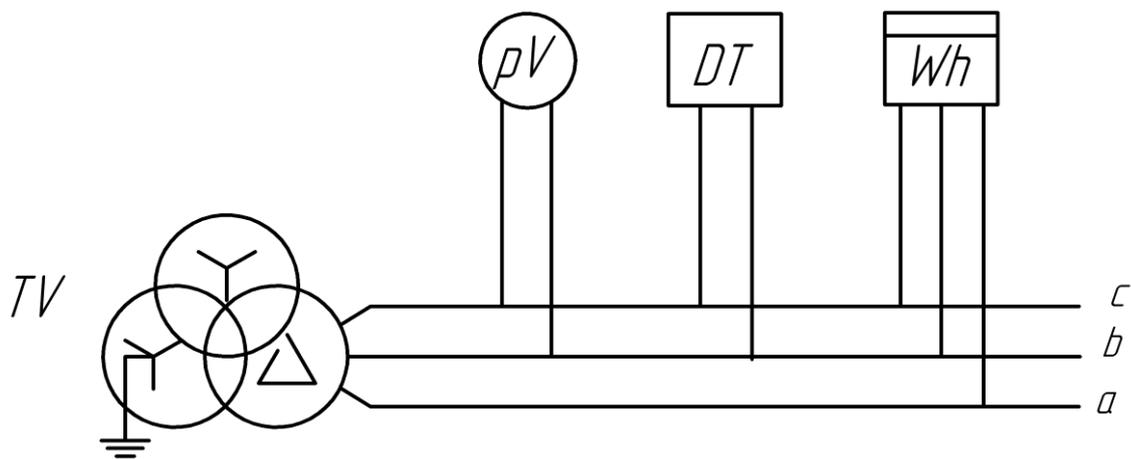


Рисунок 2.2 – Подключение приборов к трансформатору напряжения

Также проводятся следующие проверки:

- по классу точности:

Класс точности выбирается в соответствии с подключаемыми приборами.

Выбранный трансформатор ЗНОЛ – СЭЩ – 10М может быть принят к установке.

2.3.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

На подстанции необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд (ТСН). Мощность ТСН выбирается исходя из нагрузок с.н. с учётом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузки в период проведения ремонтных работ на подстанции [9, с. 386].

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования. Перечень потребителей собственных нужд приведен в таблице 2.34.

Таблица 2.34 – Перечень потребителей собственных нужд

Вид потребителя	Количество, шт	Р _{уст} , кВт		cosφ	Q _{уст} , квар
		на единицу	всего		
Освещение ОРУ 110 кВ	1	5,0	5,0	1,0	0
Устройство охлаждения ТДН-16000/110	2	1,5	3,0	0,85	1,86
Подогрев выключателей FG 126	2	5,64	11,28	1,0	0
Подогрев приводов разъединителей	11	0,6	6,6	1,0	0
Освещение, отопление ЗРУ 10 кВ	1	6,0	6,0	1,0	0
Отопление шкафа КРУ 10 кВ	1	1,0	1,0	1,0	0
Всего			32,88		1,86

Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата
------	------	-------------	---------	------

Модуль расчётной нагрузки собственных нужд, кВ·А,

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{32,88^2 + 1,86^2} = 26,34, \quad (2.32)$$

где k_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности и загрузки, принимается равным 0,8;

$P_{уст}, Q_{уст}$ – расчётные активная и реактивная нагрузки собственных нужд, определяются из таблицы 2.34.

Тогда расчётная мощность ТСН при числе трансформаторов на подстанции равное 2 с постоянным дежурством [9, с.386], кВ·А,

$$S_T \geq \frac{S_{расч}}{k_{ПГ}} = \frac{26,34}{1,4} = 18,82, \quad (2.33)$$

где $k_{ПГ}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки, равный 1,4.

Ближайшее стандартное значение мощности составляет 25 кВ·А. Таким образом выбираю в качестве трансформатора собственных нужд ТМ – СЭЩ – 25/10 [24].

Коэффициент загрузки в нормальном режиме каждого трансформатора должен находиться в пределах 65-70%. Тогда для выбранного трансформатора:

$$k_3^{н.р} = \frac{S_{расч}}{n_T \cdot S_{номТ}} \cdot 100\% = \frac{26,34}{2 \cdot 25} \cdot 100\% = 53\%. \quad (2.34)$$

Для послеаварийного режима коэффициент загрузки определяется диапазоном 130-140%. Для данного трансформатора:

$$k_3^{н/ав.р} = \frac{S_{расч}}{(n_T - 1) \cdot S_{номТ}} \cdot 100\% = \frac{26,34}{(2 - 1) \cdot 25} \cdot 100\% = 105,4\%. \quad (2.35)$$

Поскольку рассчитанный коэффициент загрузки в послеаварийном режиме работы не входит в пределы 130-140% [9, с.327], то проверим трансформатор другой мощности, близкой к расчётной. Выберем предшествующее значение из стандартного ряда мощностей трансформаторов $S_{номТ} = 16,0$ кВ·А. Выбранной мощности и данному классу напряжения соответствует трансформатор типа ТМ – 16/10 [25]. Проверим данный трансформатор по коэффициенту загрузки:

$$k_3^{н.р} = \frac{S_{расч}}{n_T \cdot S_{номТ}} \cdot 100\% = \frac{26,34}{2 \cdot 16} \cdot 100\% = 82,3\% , \quad (2.36)$$

$$k_3^{н/ав.р} = \frac{S_{расч}}{(n_T - 1) \cdot S_{номТ}} \cdot 100\% = \frac{26,34}{(2 - 1) \cdot 16} \cdot 100\% = 164,6\% . \quad (2.37)$$

Из формулы (2.37) видно, что данный трансформатор будет сильно перегружен, поскольку рекомендуемая перегрузка составляет 130-140%, и его работа в послеаварийном режиме недопустима. В таком случае принимаем к установке на подстанции два трансформатора типа ТМ – СЭЩ – 25/10. Параметры трансформатора представлены в таблице 2.35.

Таблица 2.35 – Паспортные данные трансформатора ТМ – СЭЩ – 100/10

Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединений	Потери холостого хода, Вт	Потери короткого замыкания, Вт	Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %
	ВН	НН					
25	10	0,4	Y/Y _Н – 0	110	600	4,5	2,7

На подстанции 110 кВ с двумя выключателями ВН используется выпрямленный переменный ток, поскольку необходимо питание электромагнитных приводов вакуумных выключателей на стороне НН, но при этом подстанция является тупиковой и в этом случае постоянный оперативный ток не применяется [8, п.6.3.1.1]. В этом случае ТСН присоединяются отпайкой к вводу главных трансформаторов [9, с.387]. Цепи питания электромагнитов выключателей присоединяются к силовому выпрямителю VS [9, с.586]. На рисунке 2.3 изображена схема собственных нужд проектируемой подстанции.

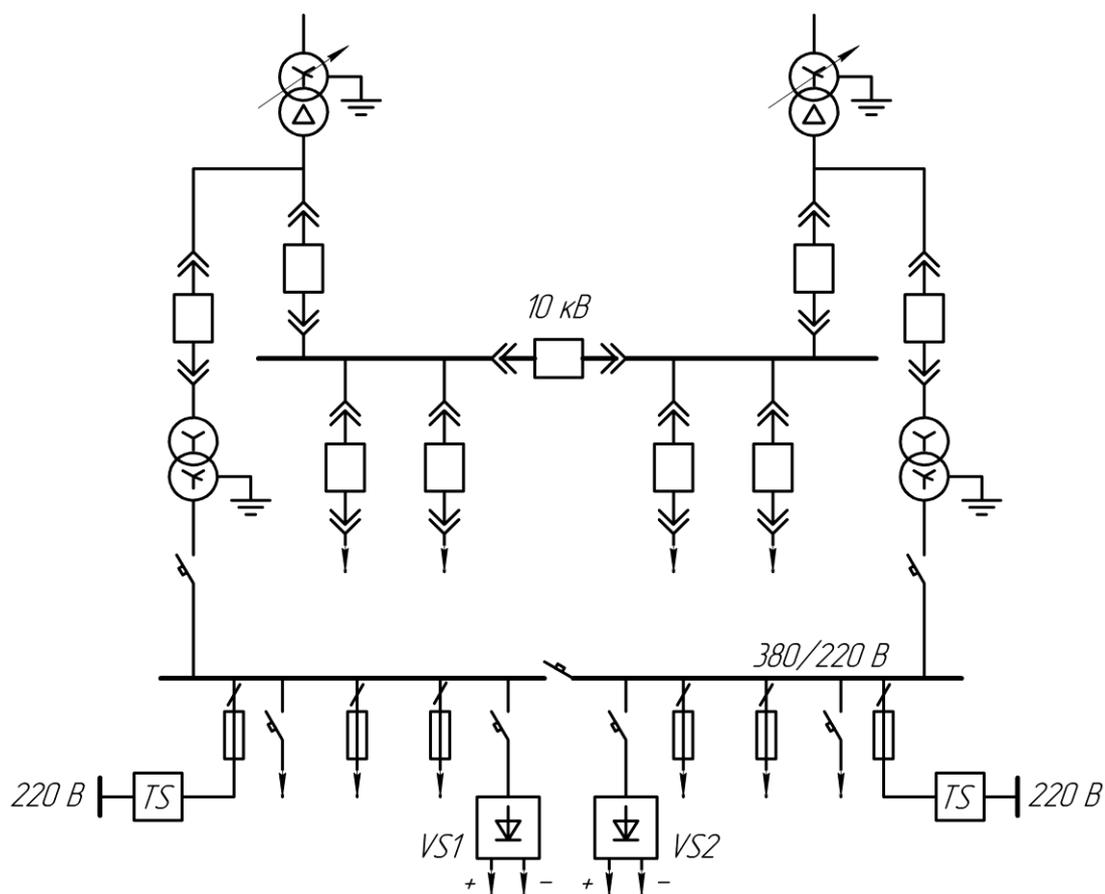


Рисунок 2.3 – Схема собственных нужд подстанции

3 Техико-экономический расчёт

Определим технико-экономические показатели сети, которые позволят оценить расходы денежных средств на сооружение и эксплуатацию сети, а также оценить её экономичность функционирования.

Приведённые затраты на сооружение сети, тыс.руб./год, [25, с.197]:

$$Z_{np} = E_n \cdot K_{ЭС} + I_{ЭС}, \quad (3.1)$$

где $K_{ЭС}$ – суммарные капиталовложения в ЭС, включающие в себя капиталовложения на строительство ЛЭП и подстанции, тыс.руб.:

$$K_{ЭС} = K_w + K_{n/cm}. \quad (3.2)$$

$I_{ЭС}$ – годовые издержки производства, связанные с эксплуатацией на ЛЭП и подстанций, а также с издержками на возмещение потерь электроэнергии, тыс.руб./год:

$$I_{ЭС} = I_w + I_{n/cm} + I_{\Delta Э}. \quad (3.3)$$

E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, 1/год, при расчётах в энергетике принимается равным 0,125 1/год.

3.1 Расчёт капиталовложений в строительство ЛЭП

Капиталовложение в строительство ВЛ можно определить, зная длину трассы и удельную стоимость сооружения. Удельная стоимость сооружения зависит от класса напряжения, материала опор, количества цепей на опоре, категории местности по гололёду, марки провода, подвешенного на опору.

Примем удельную стоимость сооружения для железобетонных двухцепных опор класса напряжения 110 кВ, оснащённых проводом марки АС95/16 и III району по гололёду, равной $k_0'' = 17,8$ тыс.руб./км [7, табл 10.15].

Тогда стоимость сооружения двухцепных опор с подвешенными проводами, тыс.руб.:

$$K_{12} = k_0'' \cdot l_{мп12} = 17,8 \cdot 72 = 1282,71, \quad (3.4)$$

где $l_{мп12}$ – длина трассы проектируемого участка 1-2.

Тогда суммарное капиталовложение в строительство ЛЭП будет определяться, тыс.руб.:

$$K_w = K_{12} + K_{24} + K_{43} + K_{Б4}. \quad (3.5)$$

Аналогично формуле (3.4) проведем расчёты для остальных участков сети и результаты приведём в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Капиталовложения в сооружение участков ЛЭП

Участок ВЛ	Материал опоры	Марка провода	Кол-во цепей, шт	Удельная стоимость k_0 , тыс.руб/км	Длина трассы, км	Стоимость сооружения, тыс.руб.
1-2	ж/б	АС95/16	2	17,8	72,0	1282,71
2-4	ж/б	АС70/11	2		72,0	1282,71
4-3	ж/б	АС70/11	2		80,0	1424,89
4-Б	ж/б	АС70/11	2		51,0	906,23
Всего						4896,54

Цены указаны за период 1985 года без учёта районного коэффициента.

3.2 Расчёт капиталовложения в подстанцию

Для определения капиталовложения в строительство подстанции необходи-

мо просуммировать стоимость трансформатора K_T , стоимость ОРУ $K_{ОРУ}$, стоимость компенсирующих устройств K_{KV} и постоянные затраты на строительство подстанции $K_{пост}$.

$$K_{n/cmi} = K_{Ti} + K_{ОРУi}^{BH} + K_{KVi} + K_{постi}. \quad (3.6)$$

Рассмотрим подстанцию 2.

Схема ОРУ на стороне ВН – №110 – 5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Затраты на сооружение данной ОРУ, тыс.руб. [25, табл. 9.14]:

$$K_{ОРУ2}^{BH} = 120,0. \quad (3.7)$$

Капиталовложение в трансформаторы, тыс.руб.:

$$K_{T2} = n_T \cdot K_T = 2 \cdot 48,0 = 96,0, \quad (3.8)$$

где n_T – число трансформаторов на подстанции, K_T – стоимость трансформатора ТДН – 16000/110, тыс.руб. [7, табл. 3.6].

Капиталовложение в КУ, тыс.руб.:

$$K_{KV2} = K_{KV} \cdot n_{KV2} = 5,18 \cdot 4 = 20,72, \quad (3.9)$$

где K_{KV} – удельная стоимость КУ, тыс.руб. [7, табл. 10.22];

n_{KV2} – число КУ на подстанции №2 [табл. 1.2].

Постоянная часть затрат для схемы №110 – 5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» напряжением 110 кВ и трансформацией 110/10 кВ, тыс.руб. [7, табл. 10.37]:

$$K_{пост2} = 210,0. \quad (3.10)$$

Суммарные капиталовложения в строительство подстанции 2, тыс.руб.:

$$K_{п/ст2} = K_{T2} + K_{ОРУ2}^{BH} + K_{KV2} + K_{пост2} = 96 + 120 + 20,72 + 210 = 446,72. \quad (3.11)$$

Расчёт стоимости сооружения остальных подстанций производится аналогичным способом. Все цены соответствуют 1985 году и не учитывается районный коэффициент. Результаты занесены в таблицу 3.2.

					ВКР-13.03.02.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата		47

Таблица 3.2. – Результаты расчёта капиталовложения на сооружение подстанции

№ п/ст	Затраты, тыс.руб.				Итого, тыс.руб.
	K_T	$K_{ОРУ}^{ВН}$	K_{KV}	$K_{пост}$	
1	-	126	-	290	416
2	96	120	20,72	210	446,72
3	96	36,3	25,68	130	287,98
4	96	378	19,44	290	783,44
Б	-	126	-	290	416
Всего	288	786,3	65,84	1210	2350,14

Территориальные коэффициенты для Красноярского края составляют:

$$k_{ЛЭП} = 1,4, \quad (3.12)$$

$$k_{n/cm} = 1,3, \quad (3.13)$$

Для перерасчёта цен с 1985 года на 2018 год используем коэффициент:

$$\delta = 196,6. \quad (3.14)$$

Капиталовложение в строительство ЛЭП, млн.руб.,

$$K_W^{2018} = k_{ЛЭП} \cdot \delta \cdot K_W = 1,4 \cdot 196,6 \cdot 4896,54 \cdot 10^{-3} = 1347,724. \quad (3.15)$$

Капиталовложение в строительство подстанций, млн.руб.,

$$K_{n/cm}^{2018} = k_{n/cm} \cdot \delta \cdot K_{n/cm} = 1,3 \cdot 196,6 \cdot 2350,14 \cdot 10^{-3} = 600,648. \quad (3.16)$$

Определим суммарные капиталовложения в строительство сети, млн.руб.,

$$K_{ЭС} = K_W^{2018} + K_{n/cm}^{2018} = 1347,724 + 600,648 = 1948,372. \quad (3.17)$$

3.3 Расчёт эксплуатационных издержек

Издержки учитывают затраты, вносимые при эксплуатации ЛЭП, подстанций, а также издержки от потерь электроэнергии, млн.руб./год:

$$I_{ЭС} = I_W + I_{n/cm} + I_{\Delta Э}. \quad (3.18)$$

Ежегодные издержки эксплуатации линий электропередач включают в себя издержки на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание, которые ориентировочно составляют 2,8% от суммарных капиталовложений в строительство ЛЭП.

Издержки эксплуатации на подстанции приблизительно составляют 9,4% от капиталовложений в строительство подстанций [7, табл.10.2], млн.руб/год:

$$I_w = \frac{2,8\%}{100\%} \cdot K_w^{2018} = 0,028 \cdot 1347,724 = 37,736; \quad (3.19)$$

$$I_{n/cm} = \frac{9,4\%}{100\%} \cdot K_{n/cm}^{2018} = 0,094 \cdot 600,648 = 56,460. \quad (3.20)$$

Для нахождения издержек от потерь электроэнергии необходимо определить сами потери электроэнергии.

Потери электроэнергии состоят из потерь холостого хода в трансформаторах, которые не зависят от нагрузки, и нагрузочные потери в линиях и трансформаторах, МВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{xx} + \Delta \mathcal{E}_{нагр}. \quad (3.21)$$

Воспользуемся методом времени максимальных потерь τ , который позволяет определить нагрузочные потери в элементах сети по предварительно найденному потокораспределению при максимальных нагрузках.

Время максимальных потерь определим по эмпирической формуле [1, с.29], ч:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_M}{10^4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + \frac{5100}{10^4})^2 \cdot 8760 = 3521,13, \quad (3.22)$$

где T_M – продолжительность использования максимальных нагрузок, ч.

Тогда нагрузочные потери в линиях и трансформаторах будут составлять, МВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E}_{нагр} = (\Delta P_{нагр}^{ВЛ} + \Delta P_{нагр}^{тр}) \cdot \tau = (2,26 + 0,17) \cdot 3521,13 = 8556,4, \quad (3.23)$$

где $\Delta P_{нагр}^{ВЛ}$ – нагрузочные потери активной мощности в линиях, МВт [приложение Б], $\Delta P_{нагр}^{тр}$ – нагрузочные потери активной мощности в трансформаторах, МВт [приложение Б].

Потери холостого хода в трансформаторах определяются, МВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E}_{xx} = \Delta P_{xx} \cdot T_{зод} = 0,11 \cdot 8760 = 963,6, \quad (3.24)$$

где ΔP_{xx} – активные потери холостого хода в трансформаторах, МВт [приложение Б], $T_{год}$ – количество часов в году, равное 8760 ч.

Тогда ежегодные издержки, связанные с потерями электроэнергии определяются с учётом дефлятора, млн.руб./год:

$$I_{\Delta\mathcal{E}} = (\Delta\mathcal{E}_{xx} \cdot \beta' + \Delta\mathcal{E}_{нагр} \cdot \beta'') \cdot \delta = (963,6 \cdot 6 + 8556,4 \cdot 6) \cdot 196,6 = 11,230, \quad (3.25)$$

где β' – стоимость 1 МВт·ч потерь, которые не зависят от времени использования максимальной нагрузки. Для $T_M = 8760$ ч. составляет $6 \frac{руб.}{МВт \cdot ч}$ [1, рис. 4.6],

β'' – стоимость 1 МВт·ч потерь, которые зависят от времени использования максимальной нагрузки. Для $T_M = 5100$ ч. составляет $6 \frac{руб.}{МВт \cdot ч}$ [1, рис. 4.6].

Суммарные издержки, млн.руб./год:

$$I_{\mathcal{E}\mathcal{C}} = I_W + I_{n/cm} + I_{\Delta\mathcal{E}} = 37,736 + 56,461 + 11,230 = 105,427. \quad (3.26)$$

3.4 Определение приведённых затрат

Найдём приведённые затраты на сооружение сети в соответствии с формулой (3.1), млн.руб./год:

$$Z_{np} = E_n \cdot K_{\mathcal{E}\mathcal{C}} + I_{\mathcal{E}\mathcal{C}} = 0,125 \cdot 1948,372 + 105,427 = 348,974. \quad (3.27)$$

Таблица 3.3 – Результаты технико-экономического расчёта

K_{Σ} , млн. руб.			I_{Σ} , млн. руб./год				Z_{np} , млн. руб./год
K_W	$K_{n/cm}$	$K_{\mathcal{E}\mathcal{C}}$	I_W	$I_{n/cm}$	$I_{\Delta\mathcal{E}}$	$I_{\mathcal{E}\mathcal{C}}$	
1347,724	600,648	1948,372	37,736	56,461	11,230	105,427	348,974

3.5 Расчёт удельных технико-экономических показателей

Для оценки экономической эффективности капитальных вложений в спроектированную систему электроснабжения района определяют удельные технико-экономические показатели [1, с.51]:

- 1) удельные капитальные вложения в электропередачи, отнесённые к 1 кВт расчётной передаваемой мощности нагрузки линии, тыс.руб./кВт,

$$k'_{удij} = \frac{K_{wij}}{P_{wij}}, \quad (3.28)$$

где K_{wij} – капиталовложение в сооружение ВЛ на участке сети ij, тыс.руб;
 P_{wij} – активная мощность, передаваемая по ЛЭП на участке ij, МВт [Приложение Б].

Рассчитаем удельные капитальные вложения в линию 1-2, тыс.руб./кВт,

$$k'_{уд1-2} = \frac{353,05 \cdot 10^3}{25,08 \cdot 10^3} = 14,122. \quad (3.30)$$

2) удельные капитальные вложения в электропередачи, отнесённые к 1 кВт расчётной передаваемой мощности нагрузки к 1 км линии, тыс.руб./кВт·км,

$$k''_{удij} = \frac{K_{wij}}{P_{wij} \cdot l_{wij}}, \quad (3.29)$$

где l_{wij} – длина участка линии ij, км.

Удельные капитальные вложения в линию 1-2, тыс.руб./кВт·км,

$$k''_{уд1-2} = \frac{353,05 \cdot 10^3}{25,08 \cdot 10^3 \cdot 72} = 0,196. \quad (3.31)$$

Для остальных участков линии расчёт производится аналогичным способом. Результаты сведены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Сравнение удельных капитальных вложений в ВЛ

Участок ВЛ	1-2	2-4	4-3	Б-4
$k'_{удij}, \frac{\text{тыс.руб.}}{\text{кВт}}$	14,122	69,636	23,769	9,416
$k''_{удij}, \frac{\text{тыс.руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{км}}$	0,196	0,966	0,297	0,185

3) удельные капитальные вложения в подстанции, отнесённые к 1 кВ·А установленной мощности подстанции, тыс.руб./кВ·А,

$$k_{y\partial i}^{n/cm} = \frac{K_i^{n/cm}}{S_{ycmi} \cdot 10^3}, \quad (3.32)$$

где $K_i^{n/cm}$ – капиталовложение в сооружение i -ой подстанции, тыс.руб.;
 S_{ycmi} – установленная мощность i -ой подстанции, кВ·А [табл.1.3].

Определим для п/ст №3:

$$k_{y\partial 3}^{n/cm} = \frac{K_3^{n/cm}}{S_{ycm3} \cdot 10^3} = \frac{73,601 \cdot 10^3}{17,239 \cdot 10^3} = 4,269. \quad (3.33)$$

Для остальных подстанций производится аналогичный расчёт. Результаты сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Сравнение удельных капитальных вложений в подстанции

№ п/ст	2	3	4
$k_{y\partial i}^{n/cm}, \frac{\text{тыс.руб.}}{\text{кВ} \cdot \text{А}}$	5,602	4,269	13,145

4) Среднегодовая себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии, руб./кВт·ч,

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{\sum P_{\max i} \cdot T_{\max i}}, \quad (3.34)$$

где I_{Σ} – суммарные эксплуатационные издержки, тыс.руб./год;
 $P_{\max i}, T_{\max i}$ – соответственно активная мощность электропотребителей при максимуме электрических нагрузок [Приложение Б], кВт, и продолжительность использования максимума нагрузки, ч.

$$\sum P_{\max i} \cdot T_{\max i} = T_{\max} \cdot \sum P_{\max i} = 5100 \cdot 100,49 \cdot 10^3 = 512499 \cdot 10^3. \quad (3.35)$$

Себестоимость передачи электроэнергии равна, руб./кВт·ч,

$$C_{\text{перед}} = \frac{105,427 \cdot 10^6}{512499 \cdot 10^3} = 0,206 \quad (3.36)$$

4 Расчёт и анализ характерных установившихся режимов

Целями и задачами расчёта установившегося режима электрической сети

являются:

- проверка допустимости параметров режима для элементов сети. В первую очередь это касается допустимости по режиму работы электропотребителей, а также в частности проверка допустимости величин напряжений по условиям работы изоляции, величин токов – по условиям нагрева провод, величин мощности – по условиям работы источников активной и реактивной мощности;
- оценка качества электроэнергии путем сравнения отклонений напряжений в сети с допустимыми отклонениями напряжений от номинальных значений;
- определение экономичности режима по величинам потерь мощности и электроэнергии в электрической сети. [26, с.43]

Исходными данными для расчёта установившегося режима электрической сети являются: расчётная эквивалентная схема замещения электрической сети, состоящая из схем замещения отдельных её элементов; значения активных и реактивных мощностей в узлах нагрузки; значение активных и реактивных мощностей источников питания, кроме балансирующего по мощности, который покрывает небаланс между вырабатываемой и потребляемой ЭЭС мощности; значение напряжения в одном из узлов электрической сети, который является базисным узлом по напряжению.

Расчёт производится для трёх режимов: нормальный максимальный режим, относительно к которому проектируется сеть, режим минимальных нагрузок (составляет 60% максимальной нагрузки) и послеаварийный режим (при отключении линии 1-2).

Расчёт производим на ЭВМ в программном комплексе «Regim». Результаты расчётов приведены в приложениях Б, Г, Е. При составлении файлов исходных данных [приложение А, В, Д] использовались расчётные данные параметров эквивалентной схемы замещения сети [рисунок 4.1].

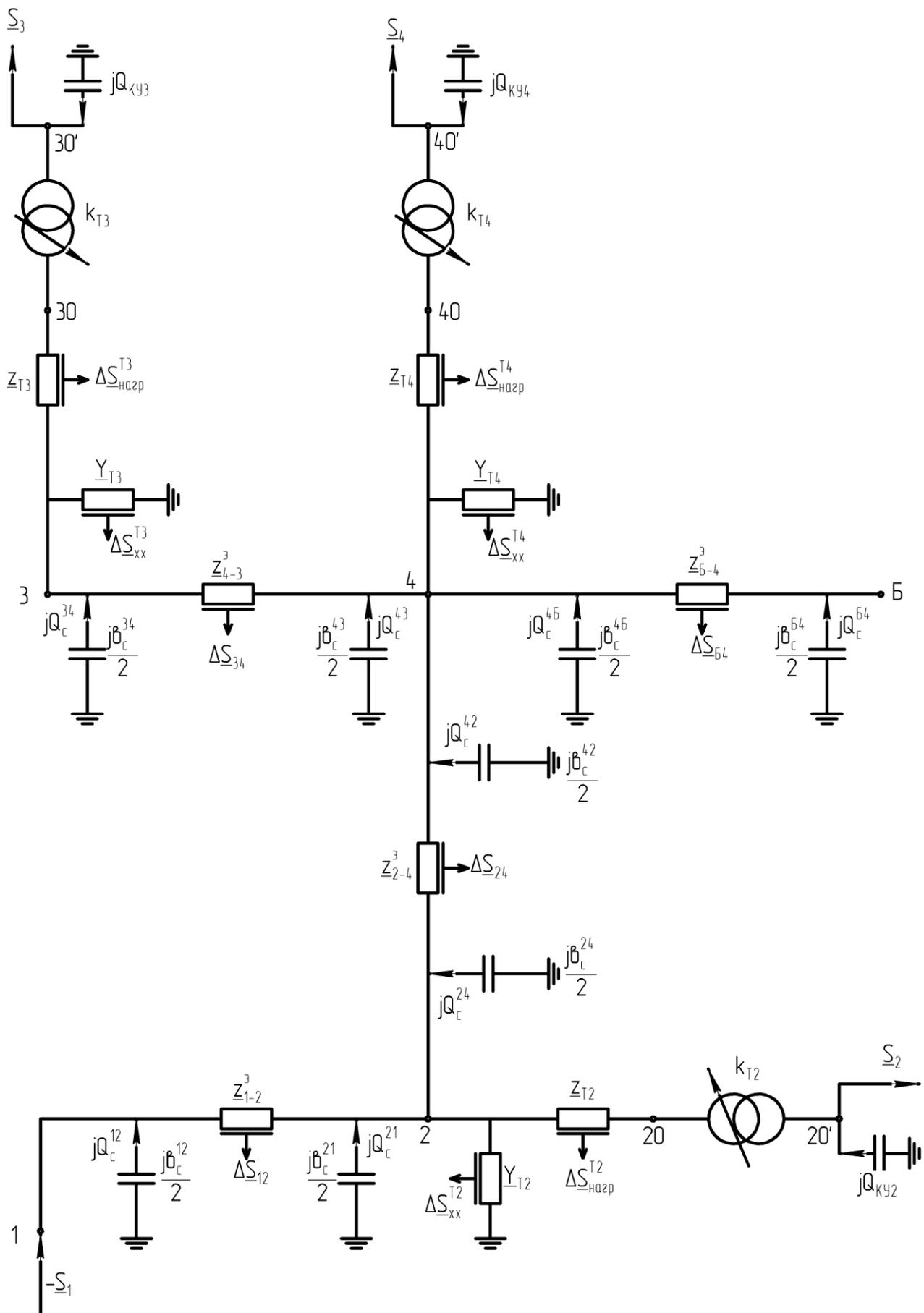


Рисунок 4.1 – Эквивалентная схема замещения для расчёта режима

4.1 Анализ установившихся режимов

Результаты РУР представлены в приложениях Б, Г, Е.

Прежде стоит отметить что, наибольшее допустимое значение напряжения в точках электрических сетей, непосредственно не питающих потребителей, ограничено условиями гарантированной прочности электрической изоляции. Для сетей класса напряжением 110 кВ эта величина составляет 115% от номинального значения, т.е. 126 кВ [27].

В сетях 6 - 220 кВ наименьшее значение зависит от диапазона регулирования устройства РПН. Для выбранных ранее трансформаторов этот диапазон составляет $\pm 9 \times 1,78\%$ ($\pm 16\%$) от номинального напряжения на высшей стороне трансформатора, т.е. напряжение не должно быть ниже значения 96,6 кВ.

На основании расчётов можно сделать следующие выводы по каждому из режимов:

1. Значения напряжений во всех узлах входят в допустимый диапазон, который составляет от 96,6 кВ до 126 кВ. Так наименьшее значение напряжения из всех режимов составляет 106,7 кВ в 30 узле и представлено в послеаварийном режиме, а наибольшее – 125,2 кВ в узле 1 и также в послеаварийном режиме. Среднее напряжения по режимам: нормальный максимальный – 113,496 кВ; нормальный минимальный – 116,621 кВ; послеаварийный – 113,494 кВ.
2. Токи, протекающие по ветвям, не превышают допустимые значения по условиям нагрева проводов. Так наибольший ток протекает по ветви 1-2 и составляет 159 А. Данный участок выполнен проводом марки АС95, для которого допустимый ток составляет 330 А [табл. 2.1].
3. Установка дополнительных устройств компенсации реактивной мощности не требуется.

4.2 Оценка перспективы развития подстанции №3

Перспективы развития энергорайона определяются пропускной способностью электропередачи. Под пропускной способностью электропередачи понимается наибольшая активная мощность трёх фаз в установившемся режиме, которую необходимо передать с учётом режимно-технических ограничений. Применительно к системам распределения электроэнергии напряжением 6-150 (220) кВ в качестве ограничивающих факторов рассматриваются допустимые значения мощности по нагреванию элементов системы, потери напряжения, условия регулирования напряжения [28, с.35].

4.2.1 Расчёт допустимой мощности подстанции

Примем наибольшую нагрузку двухтрансформаторной подстанции № 3,

					ВКР-13.03.02.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата		55

МВ·А, с учётом 40%-ной перегрузки одного трансформатора при отключении другого

$$S_{\text{дон}}^{n/cm^3} \approx 0,70 \cdot n_T \cdot S_{\text{ном}}^{T3} = 0,70 \cdot 2 \cdot 16,0 = 22,4. \quad (4.1)$$

Тогда наибольшая активная мощность при этом, МВт,

$$P_{\text{пр}}^{n/cm^3} = S_{\text{дон}}^{n/cm^3} \cdot \cos \varphi_{\text{ЭС}} = 22,4 \cdot 0,93 = 20,83. \quad (4.2)$$

Таким образом имеется некоторый запас по мощности, т.е. на подстанции №3 возможно подключение нагрузки мощностью, МВт,

$$P_{\text{зан}}^{n/cm^3} = P_{\text{пр}}^{n/cm^3} - P^{n/cm^3} = 20,83 - 16 = 4,83, \quad (4.3)$$

где P^{n/cm^3} – активная мощность нагрузки, подключенной на п/ст №3 [табл. 1.3]

Передаваемая по двухцепной линии мощность, формируемая растущей нагрузкой п/ст №3, ограничивается возможностью регулирования напряжения и нагревом проводов.

4.2.2 Допустимая мощность по условию регулирования напряжения

Наибольшая мощность линии электропередачи по условию регулирования напряжения ограничивается допустимой потерей напряжения в ней:

$$\Delta U_W = \Delta U_{\Sigma \text{дон}} - \Delta U_T = U_B - U_3, \quad (4.4)$$

где ΔU_T – потери напряжения в трансформаторе, кВ;

U_B – напряжение в балансирующем узле, равное 115 кВ;

U_3 – напряжение на п/ст №3, равное 110,2 кВ [Приложение Б];

$\Delta U_{\Sigma \text{дон}}$ – допустимые потери напряжения для данной сети, полученной с учётом наименьшего значения напряжения по условиям регулирования, кВ,

$$\Delta U_{\Sigma \text{дон}} = U_B - (U_{\text{РПН}}^{\min} + \varepsilon \cdot U_{\text{ВН}}) = 115 - (96,6 + \frac{1,78}{2 \cdot 100} \cdot 115) = 17,4, \quad (4.5)$$

где ε – погрешность регулирования РПН (зона нечувствительности), равная половине степени регулирования РПН, о.е.;

$U_{\text{ВН}}$ – номинальное напряжение трансформатора на высшей стороне, кВ;

$U_{\text{РПН}}^{\min}$ – минимальное значение напряжения, при котором возможно обеспе-

где R_W^{B-3}, X_W^{B-3} – суммарное активное и реактивное сопротивления линии от балансирующего узла до узла 3 [табл. 2.2].

Таким образом линия может быть перегружена на величину, МВт,

$$\Delta P^{4-3} = P_{np}^{4-3} - P_{пер}^{4-3} = 36,03 - 16,50 = 19,53, \quad (4.13)$$

где $P_{пер}^{4-3}$ – передаваемая мощность в нормальном максимальном режиме по линии 4-3 [Приложение Б].

4.2.3 Допустимая мощность ЛЭП по нагреву проводов

Допустимая мощность ЛЭП по нагреванию проводов для линии W 4-3, выполненной проводом АС70/11 с допустимым током 265 А [табл. 2.1], МВт,

$$P_{доп}^{4-3} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{доп}^{4-3} \cdot n_{ц} \cdot \cos \varphi_{ЭС} \cdot 10^{-3} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 265 \cdot 2 \cdot 0,93 \cdot 10^{-3} = 93,910. \quad (4.14)$$

Для линии Б-4, выполненной таким же проводом, что и 4-3, допустимая мощность будет, МВт,

$$P_{доп}^{B-4} = P_{доп}^{4-3} = 93,910. \quad (4.15)$$

Полученное значение мощности можно передать по ЛЭП только при допустимых потерях напряжения в них, кВ,

$$\begin{aligned} \Delta U_{4-3} &= \frac{P_{доп}^{4-3} \cdot R_{4-3} + Q_{доп}^{4-3} \cdot X_{4-3}}{U_{ном}} = \frac{P_{доп}^{4-3} \cdot (R_{4-3} + tg \varphi_{ЭС} \cdot X_{4-3})}{U_{ном}} = \\ &= \frac{93,910 \cdot (17,13 + 0,3952 \cdot 17,77)}{110} = 20,62, \end{aligned} \quad (4.16)$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{B-4} &= \frac{P_{доп}^{B-4} \cdot R_{B-4} + Q_{доп}^{B-4} \cdot X_{B-4}}{U_{ном}} = \frac{P_{доп}^{B-4} \cdot (R_{B-4} + tg \varphi_{ЭС} \cdot X_{B-4})}{U_{ном}} = \\ &= \frac{93,910 \cdot (10,89 + 0,3952 \cdot 11,30)}{110} = 13,11. \end{aligned} \quad (4.17)$$

Таким образом потери напряжения на пути Б-4-3 составляют, кВ,

$$\Delta U_{B-4-3} = \Delta U_{B-4} + \Delta U_{4-3} = 20,62 + 13,11 = 33,73, \quad (4.18)$$

а в процентном соотношении

$$\Delta U_{Б-4-3\%} = \frac{\Delta U_{Б-4-3}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{33,73}{110} \cdot 100\% = 30,66\%, \quad (4.19)$$

что в значительной мере превышает допустимые значения отклонения напряжения по условиям изоляции, которые составляют 15%.

Таким образом, передача наибольшей мощности ограничена допустимым нагреванием проводов линий W_{4-3} и $W_{Б-4}$.

Расчёт запаса по мощности подстанции производится при условии, МВт,

$$P_{зан} = \min(P_{доп}^T, P_{доп}^{term}, P_{пр}) - P_{ЭП}, \quad (4.20)$$

где $P_{доп}^T$ – суммарная активная мощность трансформаторов на п/ст №3, МВт;

$P_{доп}^{term}$ – предельная допустимая мощность по нагреву проводов, МВт;

$P_{пр}$ – предельная передаваемая мощность по условию регулирования напряжения, МВт;

$P_{ЭП}$ – мощность подключенных электропотребителей к п/ст №3, МВт.

Таблица 4.1 – Запасы по активной мощности на п/ст №3

№ п/ст	Допустимая мощность трансформатора при заданном коэффициенте мощности, МВт	Допустимая мощность по условию нагревания проводов питающего участка, МВт	Предельная мощность по условию регулирования напряжения, МВт	Запас по мощности, МВт
3	20,83	93,910	36,03	4,33

5 Расчёт и анализ ремонтных режимов работы

Ремонтный режим представляет собой режим плановых профилактических и капитальных ремонтов. В ремонтном режиме часть элементов электроустановки отключена, поэтому на оставшиеся в работе элементы ложится повышенная нагрузка [9].

При осуществлении ремонтного режима необходимо выполнение требований по обеспечению критерия надёжности, качества электроэнергии и экономичности.

В случае несоответствия вышеперечисленным требованиям предпринимаются меры по улучшению режима, например, путём ввода дополнительных устройств.

В данной работе были смоделированы следующие ремонтные режимы:

- а) подключение дополнительной нагрузки 10 МВ·А подстанции №3;
- б) вывод в ремонт одного трансформатора подстанции №3;
- в) отключение одной цепи ЛЭП 4-Б.

Для определения возможности реализации данных ремонтных режимов был произведен расчёт в программном комплексе REGIM. Файлы исходных данных представлены в приложениях Ж, И, Л, а результаты расчётов в приложениях З, К, М.

В таблице 5.1 представлены значения модулей напряжений в нормальном максимальном режиме [Приложение Б] и во всех ремонтных режимах в каждом узле проектируемой схемы, а на рисунке 5.1 представлены их гистограммы.

Таблица 5.1 – Модули напряжений из результатов РУР

Режим	V ₁ , кВ	V ₂ , кВ	V ₃ , кВ	V ₄ , кВ	V ₂₀ , кВ	V ₃₀ , кВ	V ₄₀ , кВ
Нормальный максимальный	121,7	116,5	110,2	113,5	113,2	107,1	110,8
Ремонтный при добавлении дополнительной нагрузки 10 МВ·А на п/ст 3	119,7	114,5	104,9	111,5	111,0	96,6	108,7
Ремонтный при отключении одного тр-ра на п/ст 3	121,5	116,4	109,8	113,4	113,0	103,1	110,7
Ремонтный при отключении одной цепи линии 4-Б	119,8	114,6	108,2	111,6	111,2	105,0	108,8

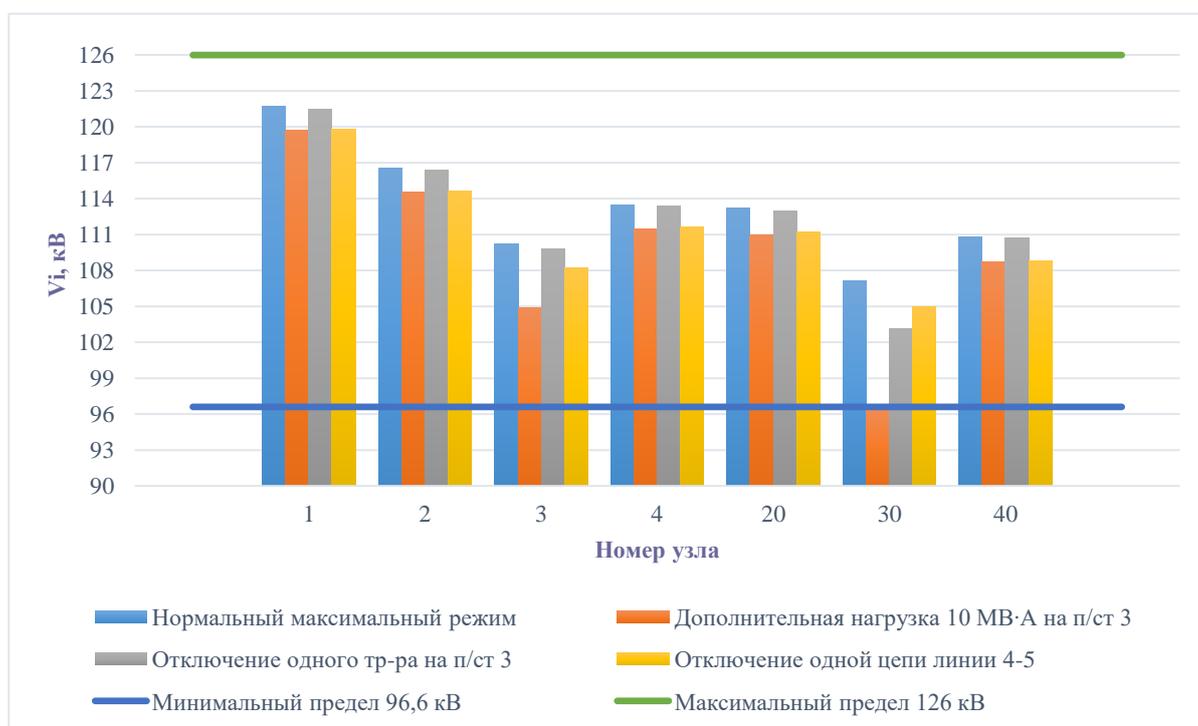


Рисунок 5.1 – Гистограмма модулей напряжений во всех узлах схемы

Из таблицы 5.1 и рисунка 5.1 можно сделать вывод, что в каждом из анализируемом режиме фактические значения напряжений укладываются в допус-

мый диапазон, который указан в пункте 4.1 – от 96,6 кВ до 126 кВ. Однако стоит заметить, что при увеличении нагрузки на 10 МВ·А на подстанции 3 трансформируемое напряжение на этой подстанции имеет величину, соответствующую минимальному допустимому значению по условию регулирования РПН – 96,6 кВ. Поэтому при реализации этого ремонтного режима в случае дополнительной аварии необходимо предпринять дополнительные меры, например, увеличить число конденсаторных батарей.

Рассмотрим другие параметры, такие как перетоки мощности и потери мощности, которые изменяются при каждом из ремонтных режимов. В таблице 5.2 отображены перетоки мощности, которые изменились при ремонтных режимах, в сравнении с перетоками нормального максимального режима. А в таблице 5.3 представлены потери мощностей в линиях и трансформаторах.

Таблица 5.2 – Сравнение перетоков мощности нормального максимального режима и ремонтных режимов

Режим	Нормальный максимальный	Нормальный максимальный при дополнительной нагрузке 10 МВ·А на п/ст 3	Ремонтный при отключении одного тр-ра на п/ст 3	Ремонтный при отключении одной цепи линии 4-Б
\underline{S}_{1-2} , МВ·А	-25,06-j19,4	-25,06-j19,42	-25,07-j19,43	-25,08-j19,43
\underline{S}_{2-4} , МВ·А	5,07+j14,65	5,04+j9,03	5,07+j14,64	5,04+j14,43
\underline{S}_{4-3} , МВ·А	16,5+j3,03	22,94+j16,6	16,57+j4,21	16,52+j3,24
$\underline{S}_{Б-4}$, МВ·А	26,49-j11,78	33,20+j2,59	26,54-j10,58	27,17-j8,78
\underline{S}_{2-20} , МВ·А	19,15+j8,99	19,15+j9,03	19,16+j8,99	19,16+j9,03
\underline{S}_{3-30} , МВ·А	16,08+j7,73	21,55+j20,16	16,11+j8,89	16,06+j7,76
\underline{S}_{4-40} , МВ·А	14,01+j6,0	14,08+j7,05	14,09+j7,03	14,08+j7,05

Таблица 5.3 – Сравнение потерь мощности нормального максимального режима и ремонтных режимов

Режим	Нормальный максимальный	Нормальный максимальный при дополнительной нагрузке 10 МВ·А на п/ст 3	Ремонтный при отключении одного тр-ра на п/ст 3	Ремонтный при отключении одной цепи линии 4-Б
ΔS_w , МВ·А	2,26+j2,67	3,37+j3,83	2,27+j2,68	2,96+j3,40
ΔS_T , МВ·А	0,17+j3,38	0,29+j5,74	0,24+j4,67	0,18+j3,50

Из таблицы 5.2 и 5.3 можно сделать следующие выводы по каждому из ремонтных режимов:

- 1) Нормальный максимальный при дополнительной нагрузке приводит к

увеличению потоков мощности по ветвям 4-3, Б-4, 3-30. На участке линии Б-4 реактивная мощность потребляется проектируемой системой, в отличие от нормального максимального режима, в котором реактивная мощность отдавалась во внешнюю систему. С увеличением протекаемой мощности увеличились соответственно потери мощности в линиях и трансформаторах.

- 2) Отключение одного трансформатора на п/ст №3 незначительно сказывается на перетоках мощности на всех участках в целом, и лишь немного повышает передаваемую реактивную мощность на участке 4-3. Потери в линиях также остаются неизменными, а потери в трансформаторах увеличиваются в 1,7 раз.
- 3) Отключение одной цепи линии 4-Б не изменяет в особой степени значения протекающих мощностей. На участке Б-4 уменьшается генерация реактивной мощности из-за уменьшения зарядной мощности линии в связи с уменьшением проводимости линии в 2 раза. Потери в трансформаторах остаются практически неизменными, увеличиваются потери в линиях, в связи с увеличением сопротивления линии в 2 раза.

6 Выбор устройств регулирования напряжения

Режим напряжения распределительной сети определяется условиями работы её электропотребителей.

Максимально допустимое напряжение сетей 35-220 кВ из-за ограничения работы изоляции линии и электрооборудования подстанций составляет величину 126 кВ [п. 4.1].

Режим напряжения возможно регулировать внутри допустимого диапазона с помощью установленных на подстанциях устройств регулирования напряжения. В качестве таких устройств могут быть использованы трансформаторы с регулированием под нагрузкой (РПН), синхронные компенсаторы и конденсаторные установки, включенные на шины центра питания.

Наиболее экономичным является управление режимом с помощью устройства РПН, поскольку они уже встроены в выбранные трансформаторы [п.2.2]. Если невозможно обеспечить желаемого значения напряжения при помощи этого устройства, то используют дополнительные средства регулирования напряжения.

Используя результаты расчёта установившегося режима [Приложение Б], определим действительное напряжение на шинах НН, рассчитав необходимые коэффициенты трансформации после выбора нужного ответвления устройства РПН. Необходимое ответвление выбирается из условия желаемого напряжения.

Выбранные трансформаторы [п.2.2] имеют диапазон регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$. Регулирование напряжения выполняется в следующих пределах:

$$U_{\min}^{\text{РПН}} \leq V_i \leq U_{\max}^{\text{РПН}}, \quad (6.1)$$

					ВКР-13.03.02.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата		62

где V_i – модуль трансформируемого напряжения в i -ом узле по результатам РУР, кВ;

$U_{\min}^{РПН}$, $U_{\max}^{РПН}$ – соответственно минимальное, равное 96,6 кВ [п. 4.2.1], и максимальное значение напряжения, которое возможно установить устройством РПН, кВ,

$$U_{\max}^{РПН} = U_{ном} \cdot \left(1 + \frac{n \cdot \Delta k_T \%}{100}\right) = 115 \cdot \left(1 + \frac{9 \cdot 1,78}{100}\right) = 133,4, \quad (6.2)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора по каталогу [10], кВ.

Рассмотрим расчёт действительного значения напряжения на п/ст 2. Из РУР в нормальном максимальном режиме [Приложение Б] $V_{20} = 113,2$ кВ, напряжение обмотки НН трансформатора из каталога [10] $U_{НН} = 11,0$ кВ, а желаемое напряжения, кВ, на низшей стороне принимается в диапазоне 1,05-1,10 от напряжения электроприёмников, подключённых к низшей стороне

$$U_{200}^{эс} = 1,1 \cdot U_{ЭП} = 1,1 \cdot 10,0 = 11,0. \quad (6.3)$$

Определим расчётное ответвление РПН, кВ,

$$U_{отв}^{расч} = \frac{V_{20} \cdot U_{НН}}{U_{200}^{эс}} = \frac{113,2 \cdot 11,0}{11,0} = 113,2. \quad (6.4)$$

Напряжение одной отпайки РПН, кВ,

$$V_{отп} = \frac{\Delta k_T \%}{100} \cdot U_{ВН} = \frac{1,78}{100} \cdot 115 = 2,05. \quad (6.5)$$

Количество ответвлений, шт.,

$$n_{отв}^{расч} = \frac{U_{отв}^{расч} - U_{ВН}}{V_{отп}} = \frac{113,2 - 115}{2,05} = -0,88. \quad (6.6)$$

Примем стандартное значение ответвления, шт,

$$n_{отв}^{ст} = -1. \quad (6.7)$$

Тогда стандартное значение напряжения на высшей стороне, кВ,

$$U_{оме}^{cm} = U_{BH} + n_{оме}^{cm} \cdot V_{омн} = 115,0 - 1 \cdot 2,05 = 112,95. \quad (6.8)$$

Действительный коэффициент трансформации определяется как

$$k_T^\delta = \frac{U_{оме}^{cm}}{U_{HH}} = \frac{112,95}{11,0} = 10,268. \quad (6.9)$$

Действительное напряжение на шинах НН, кВ,

$$U_{200}^\delta = \frac{V_{20}}{k_T^\delta} = \frac{113,2}{10,2668} = 11,02. \quad (6.10)$$

Для проверки необходимо сравнить отклонение напряжение, выраженное в процентах от желаемого значения, с максимально допустимой погрешностью регулирования РПН, %,

$$\varepsilon = \frac{\Delta k_T\%}{2} = \frac{1,78}{2} = 0,890, \quad (6.11)$$

$$\delta U_{200} = \frac{|U_{200}^\delta - U_{200}^{жс}|}{U_{200}^{жс}} \cdot 100\% = \frac{|11,02 - 11,0|}{11,0} \cdot 100\% = 0,219. \quad (6.12)$$

$$\delta U_{200} = 0,219\% < \varepsilon = 0,890\%. \quad (6.13)$$

Аналогичным способом произведем расчёт для остальных подстанций при нормальном максимальном и послеаварийном режимах. Результаты сведены в таблицы 6.1 и 6.2.

Таблица 6.1 – Выбор ответвлений РПН в нормальном максимальном режиме

№ п/ст	V_i , кВ	$U^{жс}$, кВ	$U_{омн}$, кВ	$n_{оме}^{cm}$, шт	$U_{оме}^{cm}$, кВ	k_T^{cm}	U^δ , кВ	δU , %
2	113,2	11,0	2,05	-1	112,95	10,268	11,02	0,219
3	107,1			-4	106,81	9,710	11,03	0,270
4	110,8			-2	110,91	10,989	10,99	0,096

Таблица 6.2 – Выбор ответвлений РПН в послеаварийном режиме

№ п/ст	V_i , кВ	$U^{жс}$, кВ	$U_{омн}$, кВ	$n_{оме}^{cm}$, шт	$U_{оме}^{cm}$, кВ	k_T^{cm}	U^δ , кВ	δU , %
2	112,2	11,0	2,05	-1	112,95	10,268	10,93	0,667
3	106,7			-4	106,81	9,710	10,99	0,105
4	110,4			-2	110,91	10,989	10,95	0,456

Анализируя таблицы 6.1 и 6.2, делаем вывод, что на шинах НН обеспечивается действительное напряжение равное желаемому с допустимой погрешностью.

В данном трансформаторе ТДН–16000/110 используется устройство РПН типа RS-9.3III-200 фирмы HYUNDAI [29]. В таблице 6.3 сравним его с современным устройством РПН с аналогичными параметрами VACUTAP VV фирмы Reinhausen [30].

Таблица 6.3 – Сравнение технических характеристик устройств РПН

Параметр	Reinhausen	HYUNDAI
Максимальный расчётный рабочий ток, А	250	200
Расчётный кратковременный ток, кА	4	4
Расчётный ударный ток, кА	10	10
Расчётное напряжение ступени, В	2000	4000
Мощность ступени, кВА	500	800
Число переключений до ревизии	300 000	100 000

На рисунке 6.1 приведена фотография устройства РПН типа RS-9.3III-200, а на рисунке 6.2 – типа VACUTAP VV.



Рисунок 6.1 – Устройство РПН типа RS-9.3III-200



Рисунок 6.2 – Устройство РПН типа VACUTAP VV

Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата

ВКР-13.03.02.05 ПЗ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были проанализированы исходные данные для проектирования, использованы инженерные методы расчёта установившихся режимов работы электрических сетей.

По заданным значениям мощности электропотребителей, их взаимному расположению и категоричности были составлены 2 варианта схем сети, которые удовлетворяли требования надёжности электроснабжения по ПУЭ. Из них был выбран наилучший вариант по натуральным показателям. Затем был произведен выбор основного оборудования – силовых трансформаторов и компенсирующих устройств, токоведущих частей и схемы распределительных устройств на стороне ВН и НН, технико-экономический расчёт и определены его показатели. Кроме того, была спроектирована тупиковая подстанция, для которой были выбраны токоведущие части и современное оборудование такое как: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, трансформаторы собственных нужд. Решения, принятые при проектировании, соответствуют нормам технологического проектирования подстанций, утвержденные ОАО «ФСК ЕЭС».

Были рассчитаны 3 характерных режима работы: нормальный максимальный, нормальный минимальный и послеаварийный. Для точного расчёта режимов работы был использован программно-вычислительный комплекс «REGIM» на ЭВМ. По результатам расчётов для обеспечения требуемых значений напряжения на шинах НН подстанций были рассчитаны ответвления устройств РПН трансформаторов, которых достаточно для приемлемого выполнения рассматриваемых режимов.

Помимо характерных режимов были дополнительно рассчитаны ремонтные режимы: отключение одного трансформатора на подстанции №3, добавление дополнительной нагрузки 10 МВ·А на подстанции №3, отключение одной цепи линии на участке 4-Б. Проанализировав полученные параметры для всех режимов можно сделать вывод, что они находятся в пределах допустимых значений, и дополнительных мероприятий по улучшению режима напряжений не требуется.

Проектирование выполнено со всеми соответствиями нормативно-технической документации и требованиям стандартов ОАО «Россети».

					ВКР-13.03.02.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата		67

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия электропередач;
ВН – высшее напряжение;
ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
КРУ – комплектное распределительное устройство;
КУ – компенсирующее устройство;
НН – низшее напряжение;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ПС (п/ст) – подстанция;
РПН – регулирование под нагрузкой;
РЭС – районная электрическая сеть;
РУ – распределительное устройство;
РУР – расчёт установившегося режима;
СН – собственные нужды;
Т – трансформатор;
ТН – трансформатор напряжения;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ТТ – трансформатор тока;
ЭВМ – электронная вычислительная машина;
ЭЭ – электрическая энергия;
ЭЭС – электроэнергетическая система.

					ВКР-13.03.02.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата		68

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Герасименко, А.А. Электроэнергетические системы и сети. Версия 1.0. [Электронный ресурс]: методические указания по курсовому проектированию/ А.А. Герасименко, Кинев Е.С., Пилюшенко Л.И., – Электрон.дан. (2 Мб). – Красноярск: ИПК СФУ, 2008.
2. Каталог «Конденсаторные установки высокого напряжения регулируемые»: ООО «Электропоставка» [сайт]. – г.Пермь, 2016. – Режим доступа: <http://elektropostavka.ru/>.
3. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. - Москва: ФСК ЕЭС, 2008. - 132 с.
4. СТО 56947007- 29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. – Введ. 16.06.2010. – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. – 128 с.
5. Солдаткина, Л.А. Электрические сети и системы./ Л.А. Солдаткина. – М.: Энергия, 1977.
6. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 656 с.
7. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков М. – Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
8. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). Стандарт организации. Москва. 2009.
9. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л.Н. Корнеева, Т.В. Чиркова – 2-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. – 448 с.
- 10.Каталог «Силовые трансформаторы. Масляные трансформаторы. ТДН – 16000/110»: АО «Группа «СВЭЛ» [сайт]. – г. Екатеринбург, 2016. – Режим доступа: <http://svel.ru/ru>.
- 11.Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Красноярск: ИПЦ КГТУ; Минск: БНТУ, 2006. – 808 с.
- 12.Положение о единой технической политике ОАО ФСК ЕЭС. – Москва: ФСК ЕЭС, 2013. – 196 с.
- 13.Каталог «Элегазовый каскадный выключатель серии 3A1P1FG 126» [Электронный ресурс]: ООО "Сименс высоковольтные аппараты". – Воронеж, 2016. – Режим доступа: <https://www.energy.siemens.com/ru/ru/power-transmission/high-voltage-products/shvp-circuit-breakers.htm#content=FG%20123%2F126%2F145> .

					ВКР-13.03.02.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата		69

Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под редакцией С.С. Рокотьяна и И.М. Шапиро – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

- 26.Костин, В.Н. Передача и распределение электроэнергии: Учеб. пособие / В.Н. Костин, Е.В. Распопов, Е.А. Родченко, – СПб.: СЗТУ, 2003 – 147 с.
- 27.ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования электрической прочности изоляции. – Введ. 01.01.1999. – Москва: Издательство стандартов, 1998. – 54 с.
- 28.Герасименко, А.А. Электроэнергетика. Передача и распределение электроэнергии: метод. указания по выполнению расчетно-графических заданий / сост.: А.А. Герасименко, О.П. Халезина. – Красноярск: ИПК СФУ, 2009. – 72 с.
- 29.Переключающее устройство серии RS-9.3// Hyundai Heavy Industries Co. Bulgaria, 2016. – Режим доступа:
<http://www.hhi-co.bg/ru/p-ustrojstva/perekluchaushtie-ustrojstva/dugogashenie-v-masle/rs-9-i-rs-9-3-serii>.
- 30.Устройство РПН типа VACUTAP VV// ООО «МР» Российское представительство Maschinenfabrik Reinhausen GmbH. – Москва, 2016. – Режим доступа: https://www.reinhausen.com/ru/desktopdefault.aspx/tabid-54/19_read-13/.

Файл исходных данных для расчёта нормального режима в максимальных нагрузках с коэффициентом трансформации равным 1,00

1 5 0.5 20/ постоянные

201 1 1 110 0 0 25 19.4/ узел 1

201 2 1 110/ узел 2

201 4 1 110/ узел 4

201 3 1 110/ узел 3

201 20 1 110 19 7.368 0 0/ узел 20

201 40 1 110 14 6 0 0/ узел 40

201 30 1 110 16 6.417 0 0/ узел 30

201 5 1 110 0 0 0 0 115 -500 500/ БУ (5)

301 1 1 2 11.02 15.64 0 376.17/ линия 1-2

301 1 2 4 15.42 15.99 0 367.52/ линия 2-4

301 1 4 3 17.13 17.77 0 408.25/ линия 4-3

301 1 4 5 10.89 11.30 0 259.65/ линия 4-5

301 1 2 20 2.19 43.1 2.84 16.94 1/ Т2

301 1 4 40 2.19 43.1 2.84 16.94 1/ Т4

301 1 3 30 2.19 43.1 2.84 16.94 1/ Т3

Файл исходных данных для расчёта нормального режима в минимальных нагрузках

1 5 0.5 20/ постоянные

201 1 1 110 0 0 25 19.4/ узел 1

201 2 1 110/ узел 2

201 4 1 110/ узел 4

201 3 1 110/ узел 3

201 20 1 110 12.227 6.82 0 0/ узел 20

201 40 1 110 7.31 5.485 0 0/ узел 40

201 30 1 110 8.171 6.341 0 0/ узел 30

201 5 1 110 0 0 0 0 115 -500 500/ БУ

301 1 1 2 11.02 15.64 0 376.17/ линия 1-2

301 1 2 4 15.42 15.99 0 367.52/ линия 2-4

301 1 4 3 17.13 17.77 0 408.25/ линия 4-3

301 1 4 5 10.89 11.30 0 259.65/ линия 4-5

301 1 2 20 2.19 43.1 2.84 16.94 1/ Т2

301 1 4 40 2.19 43.1 2.84 16.94 1/ Т4

301 1 3 30 2.19 43.1 2.84 16.94 1/ Т3

Файл исходных данных для расчёта послеаварийного режима (при отключении/обрыве одной из цепи линии 1-2)

1 5 0.5 20/ постоянные

201 1 1 110 0 0 25 19.4/ узел 1

201 2 1 110/ узел 2

201 4 1 110/ узел 4

201 3 1 110/ узел 3

201 20 1 110 19 7.368 0 0/ узел 20

201 40 1 110 14 6 0 0/ узел 40

201 30 1 110 16 6.417 0 0/ узел 30

201 5 1 110 0 0 0 0 115 -500 500/ БУ

301 1 1 2 22.04 31.28 0 187.92/ линия 1-2

301 1 2 4 15.42 15.99 0 367.52/ линия 2-4

301 1 4 3 17.13 17.77 0 408.25/ линия 4-3

301 1 4 5 10.89 11.30 0 259.65/ линия 4-5

301 1 2 20 2.19 43.1 2.84 16.94 1/ Т2

301 1 4 40 2.19 43.1 2.84 16.94 1/ Т4

301 1 3 30 2.19 43.1 2.84 16.94 1/ Т3

Файл исходных данных для расчёта ремонтного режима при подключении дополнительной нагрузки 10 МВ·А п/ст №3

1 5 0.5 20/ постоянные

201 1 1 110 0 0 25 19.4/ узел 1

201 2 1 110/ узел 2

201 4 1 110/ узел 4

201 3 1 110/ узел 3

201 20 1 110 19 7.368 0 0/ узел 20

201 40 1 110 14 6 0 0/ узел 40

201 30 1 110 21.52 16.7 0 0/ узел 30

201 5 1 110 0 0 0 0 115 -500 500/ БУ

301 1 1 2 11.02 15.64 0 376.17/ линия 1-2

301 1 2 4 15.42 15.99 0 367.52/ линия 2-4

301 1 4 3 17.13 17.77 0 408.25/ линия 4-3

301 1 4 5 10.89 11.30 0 259.65/ линия 4-5

301 1 2 20 2.19 43.1 2.84 16.94 1/ Т2

301 1 4 40 2.19 43.1 2.84 16.94 1/ Т4

301 1 3 30 2.19 43.1 2.84 16.94 1/ Т3

Файл исходных данных для расчёта ремонтного режима при выводе в ремонт трансформатора п/ст №3

1 5 0.5 20/ постоянные

201 1 1 110 0 0 25 19.4/ узел 1

201 2 1 110/ узел 2

201 4 1 110/ узел 4

201 3 1 110/ узел 3

201 20 1 110 19 7.368 0 0/ узел 20

201 40 1 110 14 6 0 0/ узел 40

201 30 1 110 16 6.417 0 0/ узел 30

201 5 1 110 0 0 0 0 115 -500 500/ БУ

301 1 1 2 11.02 15.64 0 376.17/ линия 1-2

301 1 2 4 15.42 15.99 0 367.52/ линия 2-4

301 1 4 3 17.13 17.77 0 408.25/ линия 4-3

301 1 4 5 10.89 11.30 0 259.65/ линия 4-5

301 1 2 20 2.19 43.1 2.84 16.94 1/ Т2

301 1 4 40 2.19 43.1 2.84 16.94 1/ Т4

301 1 3 30 4.38 86.1 1.42 8.47 1/ Т3

Файл исходных данных для расчёта ремонтного режима при отключении одной цепи ЛЭП 4-БУ

1 5 0.5 20/ постоянные

201 1 1 110 0 0 25 19.4/ узел 1

201 2 1 110/ узел 2

201 4 1 110/ узел 4

201 3 1 110/ узел 3

201 20 1 110 19 7.368 0 0/ узел 20

201 40 1 110 14 6 0 0/ узел 40

201 30 1 110 16 6.417 0 0/ узел 30

201 5 1 110 0 0 0 0 115 -500 500/ БУ

301 1 1 2 11.02 15.64 0 376.17/ линия 1-2

301 1 2 4 15.42 15.99 0 367.52/ линия 2-4

301 1 4 3 17.13 17.77 0 408.25/ линия 4-3

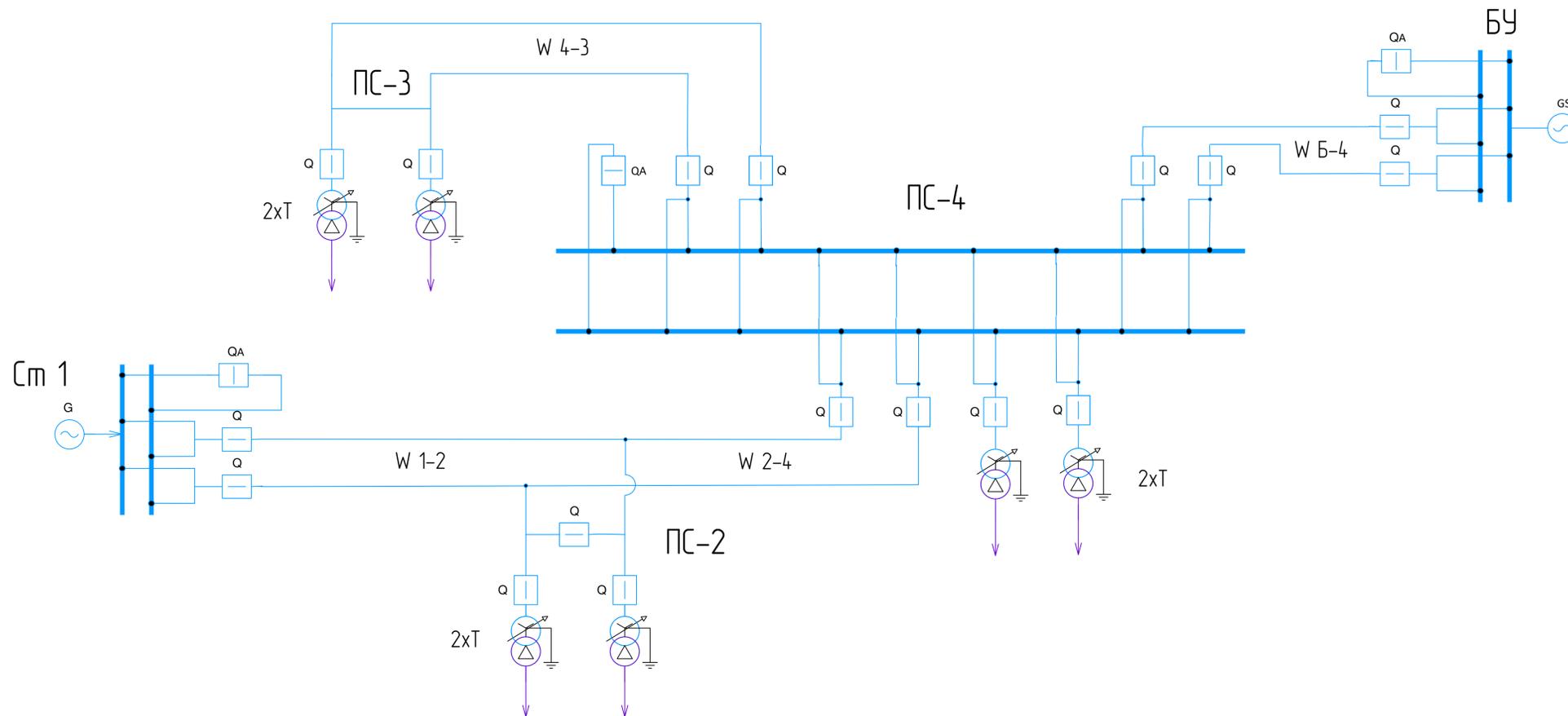
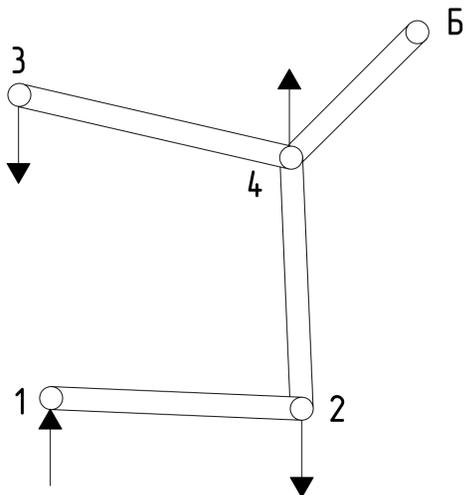
301 1 4 5 21.78 22.6 0 129.8/ линия 4-5

301 1 2 20 2.19 43.1 2.84 16.94 1/ Т2

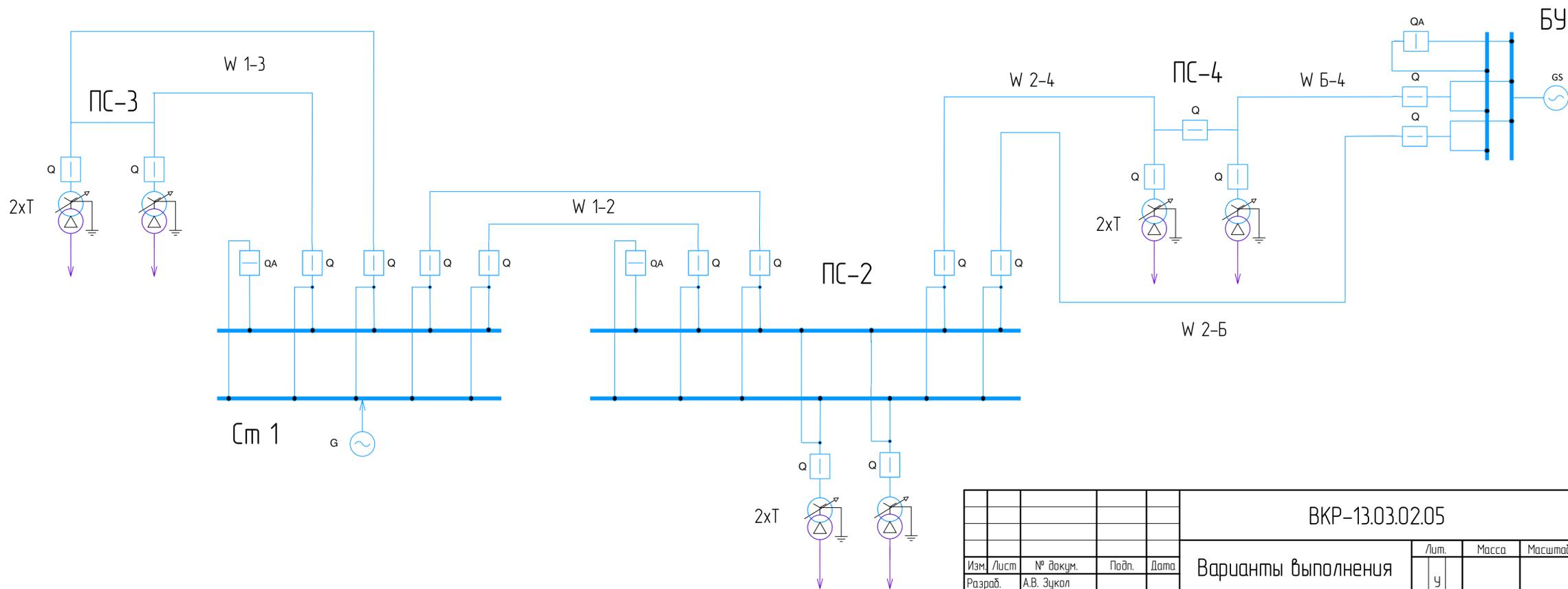
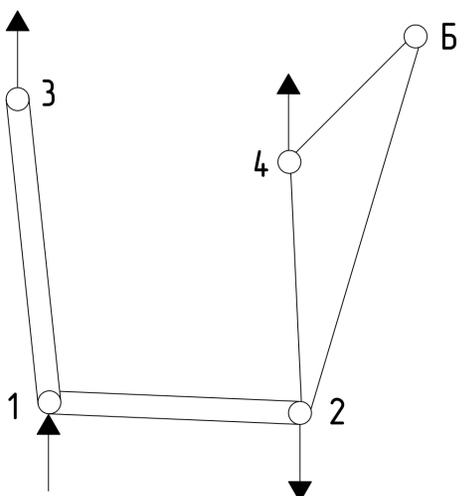
301 1 4 40 2.19 43.1 2.84 16.94 1/ Т4

301 1 3 30 2.19 43.1 2.84 16.94 1/ Т3

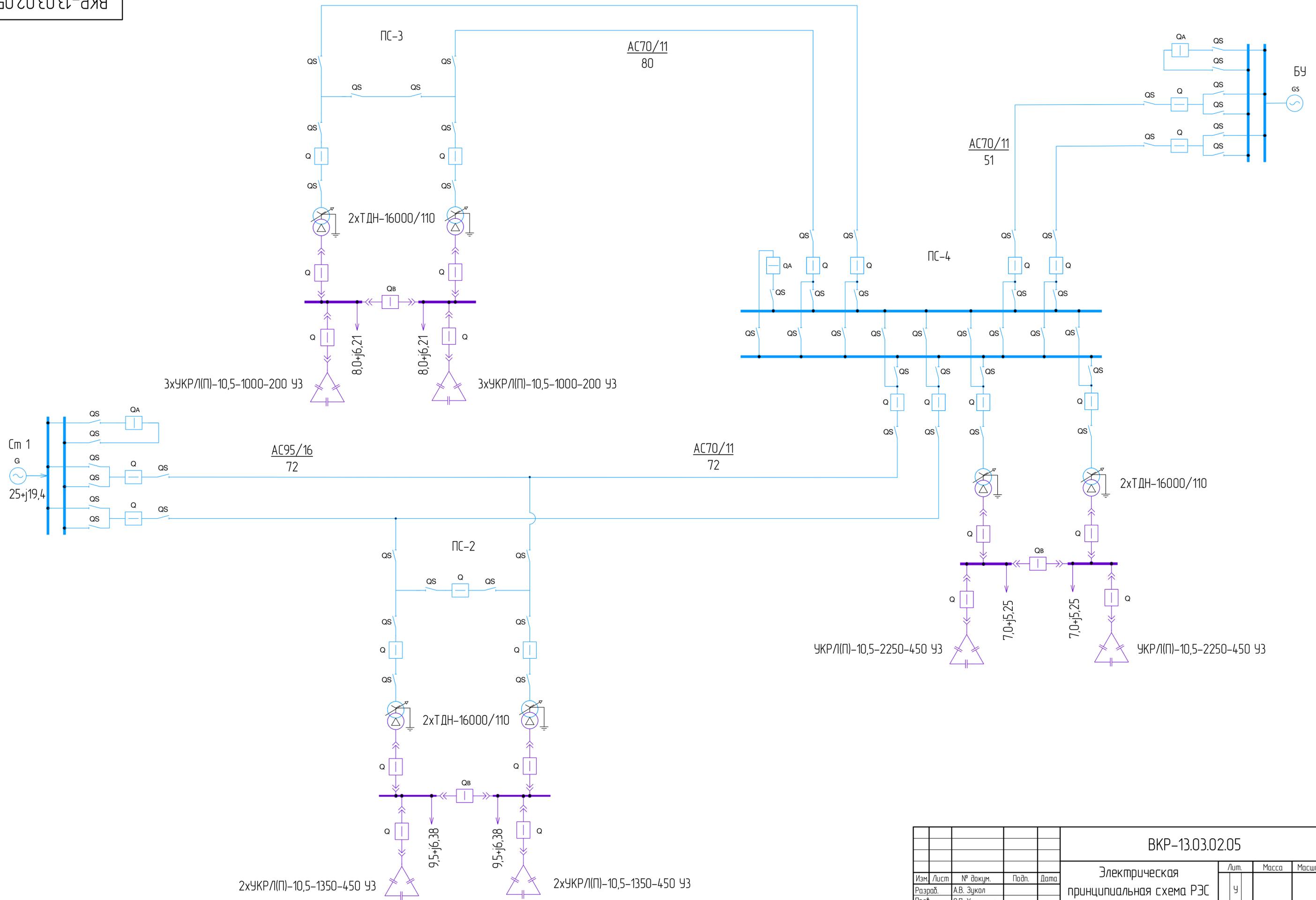
Вариант №1



Вариант №2



					ВКР-13.03.02.05			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Варианты выполнения РЭС 110 кВ			
Разраб.	А.В. Зыков							
Проб.	О.П. Халезина							
Т.контр.					Лист	1	Листов	4
Н.контр.	О.П. Халезина				Расчёт и анализ ремонтных режимов работы РЭС 110 кВ			
Утв.	И.В. Кабаленко							Кафедра «ЭСиЭЭС»
					Копировал			
					Формат А1			

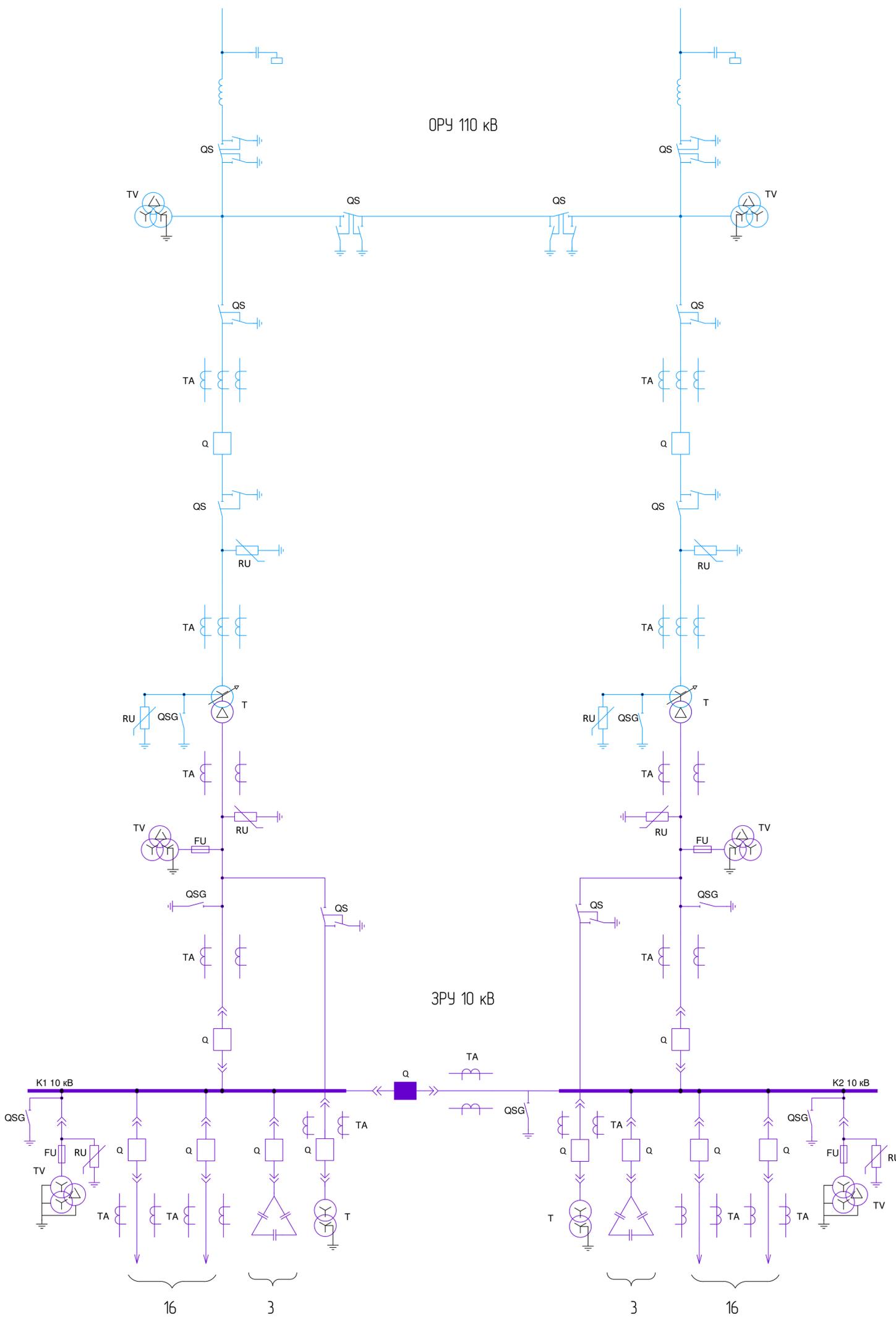


					ВКР-13.03.02.05			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Электрическая принципиальная схема РЭС 110 кВ Расчёт и анализ ремонтных режимов работы РЭС 110 кВ			
Разраб.	А.В. Зыков							
Проб.	О.П. Халезина							
Т.контр.								
Н.контр.	О.П. Халезина				Кафедра «ЭСиЭЭС»			
Утв.	И.В. Коваленко							
					Лист	2	Листов	4
					Формат	А1		

Наименование ячейки	ВЛ 110 кВ 1 цепь	Разъединители РГП СЭЩ- -110/1250 УХЛ1	Переключатель	Разъединители РГП СЭЩ- -110/1250 УХЛ1	ВЛ 110 кВ 1 цепь
---------------------	---------------------	---	---------------	---	---------------------

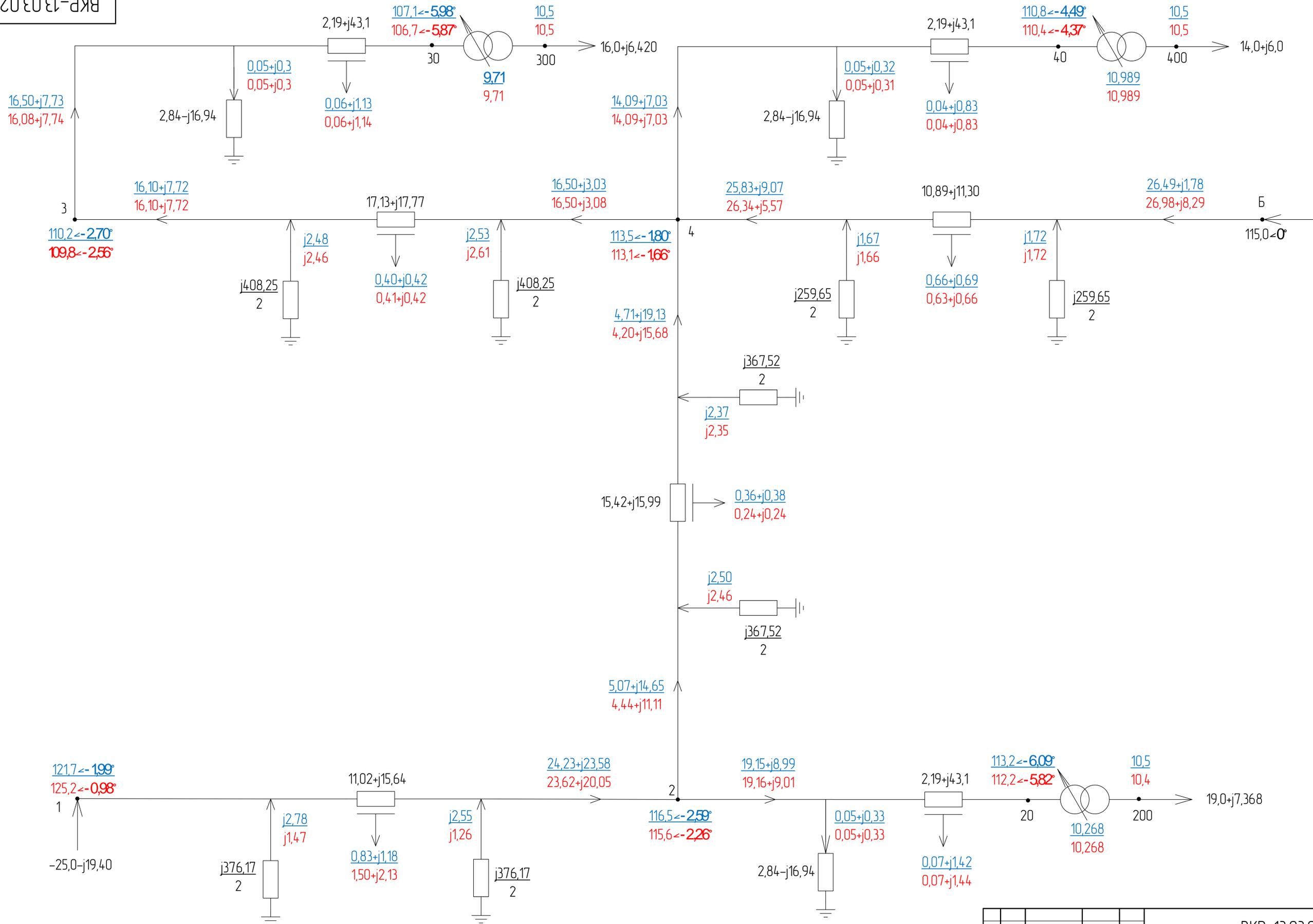
Конденсаторы связи
Высокочастотные заградители
Разъединители РГП СЭЩ-110/1250 УХЛ1
Трансформаторы напряжения НКФ-110-06 ХЛ1
Разъединители РГП СЭЩ-110/1250 УХЛ1
Трансформатор тока ТОГФ-110/0,5-200/5
Выключатели FG 126
Разъединители РГП СЭЩ-110/1250 УХЛ1
Ограничители перенапряжения
Трансформатор тока ТВТ-110- I -300/5
Силовые трансформаторы ТДН-16000/110
Трансформатор тока ТВТ-10- I -5000/5
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10М

Шкафы КРУ СЭЩ-6М	Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10/0,5-2500/5
	Выключатели ВВУ СЭЩ-Э-10-31,5/2500
	Одиночная секционированная Система шин
	Предохранители
	Выключатели ВВТЭ-М-10-12,5/630
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10М	



Отходящие Линии №1-16 Секция 1	УКРЛ (П)56- -10,5-1000- -200 УЗ	Трансформатор ТМ СЭЩ-25/10	Секционный выключатель	Трансформатор ТМ СЭЩ-25/10	УКРЛ (П)56- -10,5-1000- -200 УЗ	Отходящие Линии №17-32 Секция 2
---	---------------------------------------	-------------------------------	---------------------------	-------------------------------	---------------------------------------	--

				ВКР-13.03.02.05			
Изм./Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Главная схема электрических соединений подстанции №3 110/10 кВ	Лист	Масса	Масштаб
Разраб.	А.В. Зукол				4		
Проб.	О.П. Халезина				Лист	3	Листов
Т.контр.				Расчёт и анализ ремонтных режимов работы РЭС 110 кВ	Кафедра «ЭСиЭЭС»		
Н.контр.	О.П. Халезина						
Утв.	И.В. Коваленко						
				Копировал	Формат А1		



Примечание:
 нормальный максимальный режим
 послеаварийный режим (обрыв цепи на
 участке 1-2)

БКР-13.03.02.05				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.	А.В. Зюков			
Проб.	О.П. Халезина			
Т.контр.				
И.контр.	О.П. Халезина			
Утв.	И.В. Коваленко			
Эквивалентная схема замещения ЭС с расчетом нормального максимального и послеаварийного режимов				Лит. у
Расчет и анализ ремонтных режимов работы РЭС 110 кВ				Лист 4 / Листов 4
Кафедра «ЭСиЭЭС»				Формат А1

