

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

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра электрических станций и электроэнергетических систем

УТВЕРЖДАЮ

И.о заведующего кафедрой

_____ И.В. Коваленко

« _____ » _____ 2016 г

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02.05– Электроэнергетические системы и сети

**РАСЧЁТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 220
КВ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ**

Руководитель _____

доцент, к.т.н.

А.В. Бобров

Выпускник _____

Д.Е. Чевычелов

Красноярск 2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «РАСЧЁТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 220 КВ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ» содержит 78 страниц текстового документа, 20 рисунков, 40 таблиц, 32 использованных источника, 3 листа графического материала.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ, ПРОЕКТ СЕТИ 220 кВ, ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА, СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ, РАСЧЁТ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА В МАКСИМАЛЬНЫХ НАГРУЗКАХ, РАСЧЁТ НА ЭВМ, ПОСЛЕАВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ, РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕЖИМА НАПРЯЖЕНИЯ, ГЛАВНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПС, ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ.

Целью данной выпускной квалификационной работы являлось проектирование распределительной сети 220 кВ и электрической части подстанции напряжением 220/10 кВ.

В ходе работы выбраны количество и мощность силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, определены количество и тип выключателей и разъединителей, ограничителей перенапряжения, измерительных трансформаторов, осуществлён выбор главной схемы электрических соединений подстанции № 2.

					<i>ВКР – 13.03.02.05ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докum.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Расчёт и анализ режимов работы электрической сети 220 кВ и проектирование подстанции</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Д.Е.Чебычелов</i>					2	78
<i>Проб.</i>		<i>АВ.Бобров</i>						
<i>Н. контр.</i>		<i>И.В.Коваленко</i>				<i>ЭСЦЭС</i>		
<i>Утв.</i>		<i>И.В.Коваленко</i>						

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1.Выбор эскиза сети на базе натуральных показателей.....	6
1.1. Составление баланса активной и реактивной мощности	6
1.2 Определение суммарной мощности компенсирующих устройств и величины расчётных нагрузок подстанций	1
1.3 Составление вариантов схем соединений сети.....	2
1.4. Расчёт эскиза №1	4
1.4.1 Расчёт приближённого потокораспределения	4
1.4.2 Выбор номинального напряжения	5
1.4.3 Определение суммарных потерь напряжения	5
1.5. Расчёт эскиза №2	8
1.5.1 Расчёт приближённого потокораспределения	8
1.5.2 Выбор номинального напряжения	9
1.5.3 Определение суммарных потерь напряжения	10
1.6. Расчёт эскиза №3	12
1.6.1 Расчёт приближённого потокораспределения	12
1.6.2 Выбор номинального напряжения	13
1.6.3 Определение суммарных потерь напряжения	14
1.7. Расчёт эскиза №3	17
1.7.1 Расчёт приближённого потокораспределения	17
1.7.2 Выбор номинального напряжения	18
1.7.3 Определение суммарных потерь напряжения	19
1.8 Составление принципиальных схем электрических соединений	21
1.9 Сравнение вариантов по натуральным показателям.....	29
2Выбор основного оборудования районной электрической сети 220 кВ	29
2.1Выбор сечения проводников ЛЭП методом экономической плотности тока	29
2.3Выбор силовых трансформаторов на подстанциях.....	33
3 Расчётная часть	36
3.1 Составление эквивалентной схемы замещения	36
3.2 Расчёт режимов на ЭВМ	36
3.3 Определение действительного уровня напряжения на шинах НН подстанций	36
4 Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции.....	37
4.1 Расчет токов нормального и максимального режимов в цепях ПС.....	38
4.1.1 Расчет токов цепей трансформаторов	38
4.1.2 Расчет токов в цепях линий	39
4.1.3 Выбор выключателей	39
4.2 Выбор выключателей на стороне ВН (220кВ).....	41
4.3 Выбор КРУ и выключателей на стороне НН (10 кВ).....	42
5 Выбор разъединителей.....	45
5.1 Выбор разъединителей на стороне ВН (220кВ)	45
5.2 Выбор разъединителей на стороне НН (10 кВ)	46
5.3Выбор токоведущих частей	46
5.3.1 Выбор сборных шин и ошиновки на стороне НН (10 кВ)	46
5.3.2 Выбор сборных шини ошиновки на стороне ВН (220кВ)	48
6 Выбор измерительных трансформаторов	51
6.1 Выбор трансформаторов тока	51
6.1.1 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН (220кВ)	51
6.1.2 выбор трансформаторов тока, встроенных ввода силовых трансформаторов на стороне НН (10 кВ).....	53
6.1.3 Выбор трансформаторов тока в КРУ на стороне НН (10 кВ)	54

6.2	Выбор трансформаторов напряжения	56
6.2.1	Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН (220кВ)	56
6.2.2	Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН	57
7	Выбор трансформаторов собственных нужд	58
8	Выбор схем распределительных устройств	59
8.1	Выбор схемы РУ 110 кВ	59
8.2	Выбор схемы РУ 10 кВ	62
8.3	Выбор ограничителей перенапряжения	63
8.3.1	Выбор ограничителей перенапряжения на ВН	63
8.3.2	Выбор ограничителей перенапряжения на НН	63
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	65
	СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	66
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	67
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	70
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б	71
	ПРИЛОЖЕНИЕ В	72
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г	73

ВВЕДЕНИЕ

Районная электрическая сеть значимая составляющая энергосистемы. Поэтому к ним предъявляются многочисленные требования, чтобы обеспечить нормальный режим работы электропотребителей и энергоблоков на станциях.

Важно понимать, насколько эффективна сеть. Характерным показателем эффективности использования РС являются технико-экономические показатели, а также оптимальный режим работы сети. Оптимизировать работу существующей сети достаточно сложно, а на стадии проектирования существенно проще предложить мероприятия, направленные на улучшение работы сети, ввиду лёгкости применения технических решений. Также необходимо применять современные решения ввиду долгой эксплуатации РС, чтобы поддерживать высокие показатели эффективности работы. Одним из простых и современных решений является использование номинального напряжения, равного 110 кВ, которое позволяет существенно повысить передаваемую мощность, снижает потери мощности и напряжения и т.д.

Расчёт и анализ работы проектируемой РС позволяет определить наиболее нагруженные и уязвимые места, которые необходимо проработать для обеспечения нормального режима работы сети.

На пути электроэнергии от источника питания к потребителю есть важный элемент – подстанции. Также, как и к РС, к ПС предъявляются многочисленные требования, поэтому важно правильно спроектировать подстанцию, чтобы обеспечить её работу даже при тяжёлой аварии.

Все поставленные задачи необходимо решать согласно теоретических сведений, нормативных документов и знаний, полученных в процессе обучения. Крайне важно, чтобы принятые решения соответствовали нормативно-технической документации и стандартам ОАО «Россети».

1. Выбор эскиза сети на базе натуральных показателей

1.1. Составление баланса активной и реактивной мощности

Баланс мощностей составляется только для режима наибольших активных и реактивных нагрузок, принимая допущения, что потребление наибольших нагрузок у всех потребителей ЭС происходит одновременно. Источники питания должны покрывать всю суммарную нагрузку потребителей.

Определим суммарную мощность всех подстанций[1]:

$$P_{\Sigma n/cm} = P_2 + P_3 + P_4 + P_5 = 4 + 160 + 120 + 100 = 384 \text{ МВт}. \quad (1.1)$$

Суммарные потери активной мощности в сети принимаются ориентировочно равными 6 – 8 % суммарной активной мощности подстанций [1, с. 14]. Примем их равными 7 % суммарной активной мощности подстанций:

$$\Delta P_{л\Sigma} + \Delta P_{т\Sigma} = 0,07 \cdot P_{\Sigma n/cm} = 0,07 \cdot 384 = 26,88 \text{ МВт}. \quad (1.2)$$

Необходимый резерв активной мощности принимаем приближённо равным 10 % от суммарной активной мощности подстанций[1, с. 14]:

$$P_{рез} = 0,10 \cdot P_{\Sigma n/cm} = 0,10 \cdot 384 = 38,4 \text{ МВт}. \quad (1.3)$$

Определим необходимую активную мощность источников питания:

$$P_{исм} \geq P_{H\Sigma} = P_{\Sigma n/cm} + \Delta P_{w\Sigma} + \Delta P_{т\Sigma} + P_{рез} = 384 + 26,88 + 38,4 = 449,28 \text{ МВт}. \quad (1.4)$$

Найдём небаланс по активной мощности в ЭС:

$$P_{нб} = P_2 - P_{H\Sigma} = 300 - 449,28 = -149,28 \text{ МВт}. \quad (1.5)$$

$P_{нб} < 0$, следовательно, проектируема ЭС является дефицитной по активной мощности, и недостающая в ЭС мощность генерируется балансирующей станцией [1, с. 15].

Определим реактивную мощность, Мвар, станции.

Реактивная мощность ПС1:

$$Q_1 = P_1 \cdot tg(\arccos(\cos \varphi_1)) = 300 \cdot tg(\arccos(0,85)) = 185,923 \text{ Мвар}. \quad (1.6)$$

Реактивная мощность других подстанций определяется аналогично. Результаты приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Результаты расчёта реактивной мощности подстанций

№ ПС	$P_{ПС}$, МВт	$\cos \varphi_{ПС}$	$Q_{ПС}$, Мвар
Ст.1	300	0,85	185,923
2	4	0,85	2,479
3	160	0,90	77,492
4	120	0,85	74,369
5	100	0,95	32,868

Найдём суммарную реактивную мощность подстанций:

$$Q_{\Sigma n/cm} = Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 = 2,479 + 77,492 + 74,369 + 32,868 = 187,208 \text{ Мвар.} \quad (1.7)$$

Определим потери реактивной мощности в трансформаторах. Они приблизительно равны 10 % от полной мощности нагрузок [1, с. 15]:

$$\begin{aligned} \Delta Q_{T\Sigma} &= 0,10 \cdot S_{ЭП} = 0,10 \cdot \sqrt{(P_{\Sigma n/cm})^2 + (Q_{\Sigma n/cm})^2} \\ &= 0,10 \cdot \sqrt{384^2 + 187,208^2} \\ &= 42,720 \text{ Мвар.} \end{aligned} \quad (1.8)$$

Резерв реактивной мощности принимаем приблизительно равным 10 % от реактивной мощности всех подстанций [1, с. 15]:

$$Q_{рез} = 0,10 \cdot Q_{\Sigma n/cm} = 0,10 \cdot 187,208 = 18,721 \text{ Мвар.} \quad (1.9)$$

Вычислим суммарную реактивную нагрузку ЭС:

$$\begin{aligned} Q_{H\Sigma} &= Q_{\Sigma n/cm} + \Delta Q_{T\Sigma} + Q_{рез} = 187,208 + 42,720 + 18,721 = \\ &= 248,649 \text{ Мвар.} \end{aligned} \quad (1.10)$$

В данном случае приблизительно принимается, что потери реактивной мощности в линиях равны генерируемой в линиях реактивной мощности.

1.2 Определение суммарной мощности компенсирующих устройств и величины расчётных нагрузок подстанций

Значение коэффициента мощности энергосистемы при передаче мощности по воздушным линиям 110-220 кВ принимаем равным $\cos \varphi_{ЭС} = 0,95$ [1, с 15].

Определим с учётом этого требуемую мощность компенсирующих устройств на каждой подстанции. Требуемая мощность КУ на подстанции 2:

$$Q_{КУ2} = P_2 \cdot [tg(\arccos(\cos \varphi_1)) - tg(\arccos(\cos \varphi_{ЭС}))] = 4 \cdot [tg(\arccos(\cos 0,85)) - tg(\arccos(\cos 0,95))] = 1,164 \text{ Мвар. (1.11)}$$

Необходимая мощность КУ на других подстанциях определяется аналогично. Результаты приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Результаты расчёта требуемой мощности КУ

№ ПС	$P_{ПС}$, МВт	$\cos \varphi_{ПС}$	$Q_{КУ}$, Мвар
2	4	0,85	1,164
3	160	0,90	24,902
4	120	0,85	34,927
5	100	0,95	0,000

Исходя из полученных значений требуемой мощности компенсирующих устройств выбираем конденсаторные установки из каталога [2]. Так как требуемая мощность КУ на подстанции 5 $Q_{КУ5} = 0$, т установка компенсирующих устройств на ней не требуется. Результаты выбора КУ приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 –Выбор компенсирующих устройств

№ п/ст	Тип конденсаторных установок	$U_{ном}^{КУ}$, кВ	$Q_{КУ}^{расч}$, Мвар	Количество, шт	$Q_{КУ\Sigma}^{расч}$, Мвар
2	УКРМ- 10,5-600-300	10,5	0,600	2	1,200
3	УКРМ- 10,5-6000-600	10,5	6,000	4	24,000
4	УКРМ- 10,5-4050-450	10,5	4,050	8	34,800
	УКРМ- 10,5-600-300	10,5	0,600	4	

Определим расчётную мощность подстанции 1 с учётом установки компенсирующих устройств МВ·А, по формуле:

$$\underline{S}_{n/cm2}^{расч} = P_1 + j(Q_1 - Q_{КУ\Sigma 1}^{расч}) = 4 + j(2,479 - 1,200) = 4 + j1,279 \text{ (1.12)}$$

Результаты расчёта для всех подстанций представлены в таблице 1.4.
Таблица 1.4 –Расчётная мощность подстанций

№ ПС	$P_{ПС}$, МВт	$Q_{ПС}$, Мвар	$Q_{КУ\Sigma}^{расч}$, Мвар	$\underline{S}_{n/cm}^{расч}$, МВ·А
Ст.1	-300	185,923	0,000	-300-j 185,923
2	4	2,479	1,200	4+j1,279
3	160	77,492	24,000	160+j53,492
4	120	74,369	34,800	120+j39,569
5	100	32,868	0,000	100+j32,868

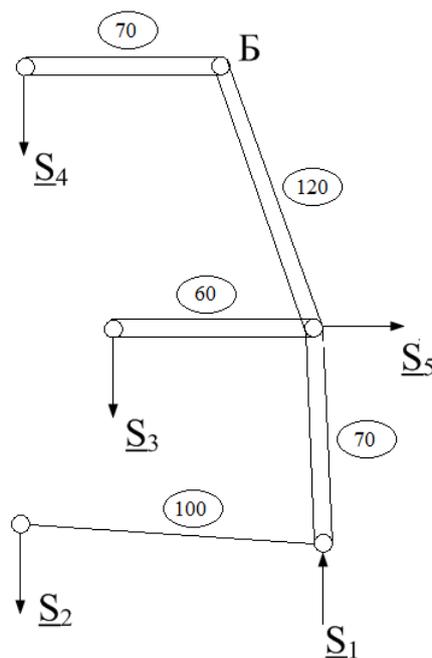
1.3 Составление вариантов схем соединений сети

Каждый вариант должен предусматривать надёжное электроснабжение потребителей I(БУ) и II(п/ст 1,2,3,5) категории по схеме с резервированием линий и понижающих трансформаторов подстанций. Электроснабжение пунктов, в которых отсутствуют потребители Iи II категории (п/ст 4), можно осуществлять по схемам без резервирования элементов сети.[1]

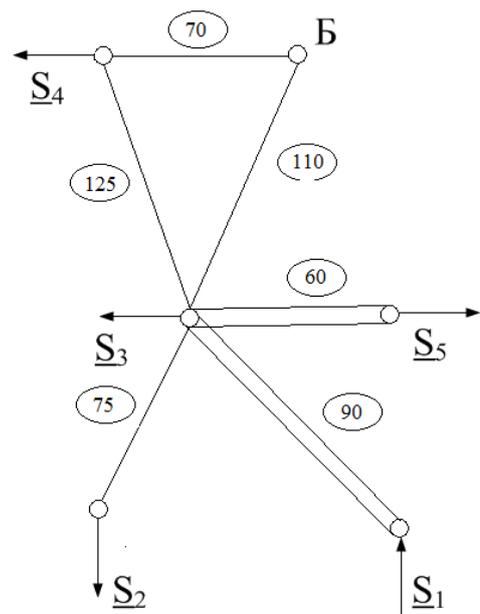
При построении эскизов схем соединений руководствуются следующими правилами:

- 1) использовать радиально-магистральную или смешанную конфигурацию сети;
- 2) следует избегать встречных потоков мощности в сети;
- 3) трассы линий от источников до пунктов потребления необходимо прокладывать по возможно короткому пути.

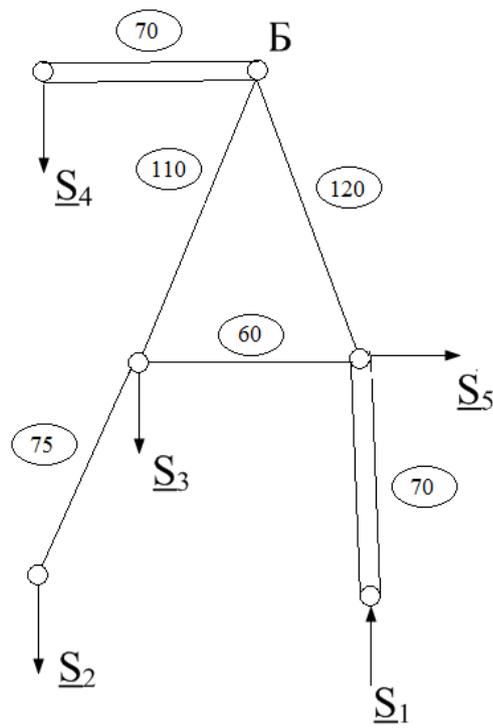
Следуя приведённым указаниям, были составлены четыре варианта выполнения схемы сети, которые представлены на следующих рисунках.



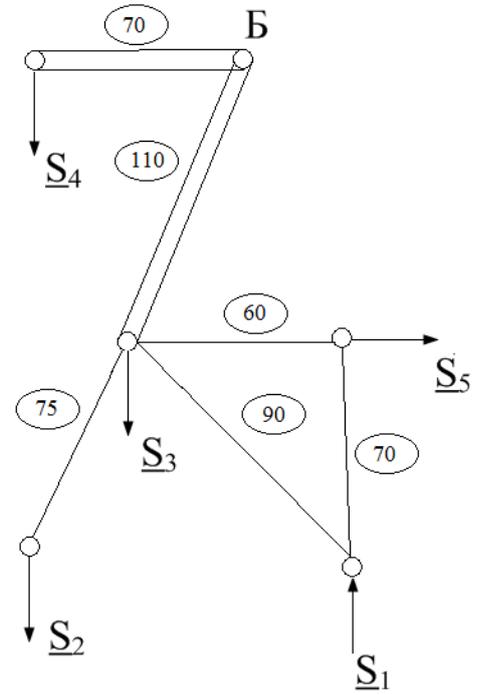
a)



б)



в)



г)

Рисунок 1.1 – Варианты конфигурации районной электрической сети

1.4. Расчёт эскиза №1

1.4.1 Расчёт приближённого потокораспределения

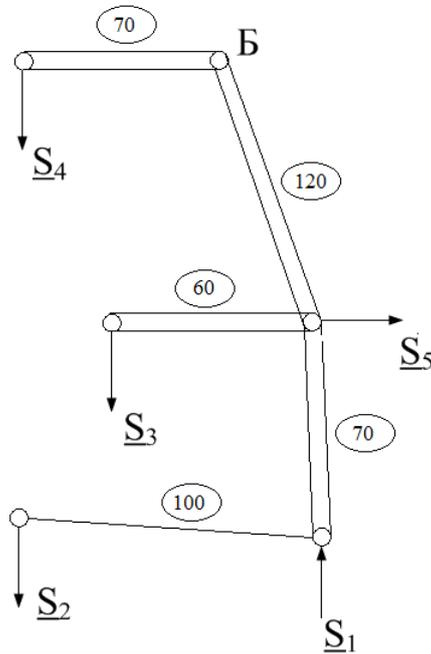


Рисунок 1.2 – Потокораспределение схемы №1

Расчет потокораспределения производят для максимальных нагрузок в нормальном (при включении всех цепей) и наиболее тяжелом послеаварийном (ремонтном) режимах работы.

При расчёте приближённого потокораспределения не учитываем потери мощности. С учётом этого допущения потоки мощности на участках 1-5, 2-3, 2-4 равны расчётным мощностям подстанций в конце этих участков. Потокораспределение на участках определим по первому закону Кирхгофа:

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{n/cm2}^{pacч} = 4 + j1,279MB \cdot A, (1.13)$$

$$\underline{S}_{53} = \underline{S}_{n/cm3}^{pacч} = 160 + j53,492MB \cdot A, (1.14)$$

$$\underline{S}_{64} = \underline{S}_{n/cm4}^{pacч} = 120 + j39,569MB \cdot A. (1.15)$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{15} &= \underline{S}_{n/cm1}^{pacч} - \underline{S}_{12} = 300 + j185,923 - (4 + j1,279) \\ &= 96 + j183,721 MB \cdot A, (1.16) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{56} &= \underline{S}_{15} - \underline{S}_{n/cm5}^{pacч} - \underline{S}_{53} \\ &= 296 + j183,721 - (100 + j32,868) - (160 + j53,492) = \\ &= 36 + j97,361 MBA. (1.17) \end{aligned}$$

1.4.2 Выбор номинального напряжения

Определим номинальное напряжение участков сети по формуле Никого-сова[1, с.22]:

$$U = 16 \cdot \sqrt[4]{\frac{P_{ij}}{n_{cij}} \cdot l_{ij}}, \quad (1.18)$$

где P_{ij} – активная мощность, передаваемая по линии, МВт; n_{cij} – количество цепей линии; l_{ij} – длина линии.

Результаты расчёта для всех участков представим в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Оценка напряжений участков сети

Участок ij	P_{ij} , МВт	l_{ij} , км	n_{cij} , шт	U , кВ
Б-4	120	70	2	128,8
5-Б	36	120	2	109,1
5-3	120	60	2	123,9
1-5	296	70	2	161,40
1-2	4	100	1	71,55

Проанализировав полученные значения, выбираем номинальное напряжение для всех участков сети $U_{ном} = 220$ кВ.

1.4.3 Определение суммарных потерь напряжения

Суммарные потери напряжения определяются в нормальном максимальном и послеаварийном режимах при максимальных нагрузках. Величина суммарных потерь напряжения определяется как алгебраическая сумма потерь на отдельных участках сети по пути от балансирующего источника до самой электрически удалённой подстанции. Приемлемы варианты ЭС, где суммарные потери напряжения не выходят за пределы 15 %, а в послеаварийном режиме 20 % от номинального напряжения сети при условии использования на подстанциях ЭС устройств регулирования напряжения.[1,с. 24].

Найдём эквивалентные сопротивления участков сети, Ом, по формуле

$$\underline{Z}_{ij}^{\partial} = \frac{(R_{0ij} + jX_{0ij}) \cdot l_{ij}}{n_{cij}}. \quad (1.19)$$

Поскольку сечения ещё не выбраны, потери напряжения оцениваем по средним значениям погонных сопротивлений. Для ВЛ 110 кВ $R_0 = 0,10$ Ом/км, $X_0 = 0,40$ Ом/км. Результаты расчётов для всех участков приведены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Результаты определения сопротивлений участков сети

Участок ij	l_{ij} , км	n_{ij} , шт	Z_{ij}° , Ом
Б-4	70	2	$3,5+j14$
5-Б	120	2	$6,0+j24$
5-3	60	2	$3+j12$
1-5	70	2	$3,5+j14$
1-2	100	1	$10+j40$

Наиболее электроудаленной точкой является подстанция 4.

Потери напряжения в нормальном максимальном режиме на участках сети определяются по выражению, кВ

$$\Delta U_{ij}^{н.м.} = \frac{P_{ij} \cdot R_{ij}^{\circ} + Q_{ij} \cdot X_{ij}^{\circ}}{U_{ij}^{ном}}. \quad (1.20)$$

Результаты расчётов приведены в таблице 1.7

Таблица 1.7 – Результаты определения потерь напряжения в нормальном максимальном режиме

Участок ij	$U_{ij}^{ном}$, кВ	P_{ij} , МВт	Q_{ij} , Мвар	Z_{ij}° , Ом	$\Delta U_{ij}^{н.м.}$, кВ
Б-1	110	53	18,040	$10+j20$	8,10
Б-2	110	61	19,926	$8,0+j16$	7,33
1-5	110	23	8,250	$10+j20$	3,59
2-3	110	16	5,112	$12+j24$	2,86
2-4	110	19	6,260	$11+j22$	3,15

Суммарные потери напряжения в нормальном максимальном режиме от балансирующего узла до подстанций 4 и 5 составят:

$$\Delta U_{\Sigma Б4}^{н.м.} = \frac{P_{\bar{6}4} R_{\bar{6}4} + Q_{\bar{6}4} X_{\bar{6}4}}{U_{ном}} = \frac{120 \cdot 3,5 + 39,569 \cdot 14}{220} = 4,427 \text{ кВ},$$

Из результатов видно, что наиболее электроудалённой является подстанция 4.

В процентах от номинального напряжения величина потерь составит:

$$\delta U_{\Sigma Б5}^{н.м.} = \frac{\Delta U_{\Sigma}^{н.м.}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{4,427}{220} \cdot 100\% = 2,01\%. \quad (1.21)$$

Полученное значение меньше 15 % от номинального напряжения сети, что является допустимым.

Для расчёта послеаварийного режима отключаем одну из цепей ВЛ участка Б-4, так как на этом участке наблюдаются наибольшие потери напряжения в нормальном максимальном режиме, а, следовательно, при указанном отключении наступает наиболее тяжёлый режим. Потокораспределение при этом не изменится, а сопротивление линии и потери напряжения на данном участке увеличатся в 2 раза.

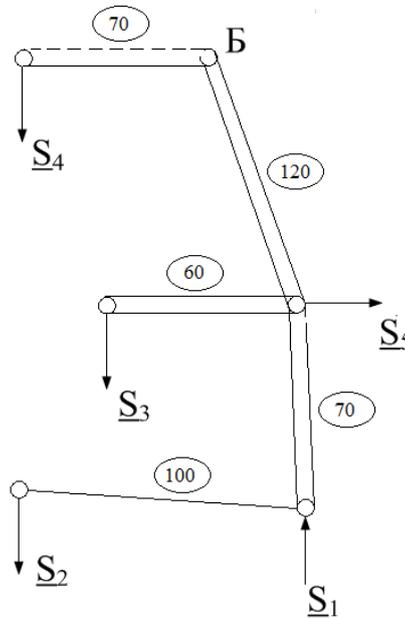


Рисунок 1.3 – Схема послеаварийного режима

Тогда потери напряжения в послеаварийном режиме:

$$\Delta U_{\Sigma}^{n/av} = \Delta U_{Б1}^{n/av} + \Delta U_{15}^{н.м.} = 2 \cdot \Delta U_{Б4}^{н.м.} = 2 \cdot 4,427 = 8,854 \text{ кВ} \quad (1.22)$$

что в процентах от номинального напряжения

$$\delta U_{\Sigma}^{n/av} = \frac{\Delta U_{\Sigma}^{n/av}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{8,854}{220} \cdot 100\% = 4,02 \%. \quad (1.23)$$

Так как потери напряжения в нормальном максимальном и послеаварийном режимах являются допустимыми, то примем вариант схемы №1, изображенной на рисунке 1.2 в качестве окончательного.

1.5. Расчёт эскиза №2

1.5.1 Расчёт приближённого потокораспределения

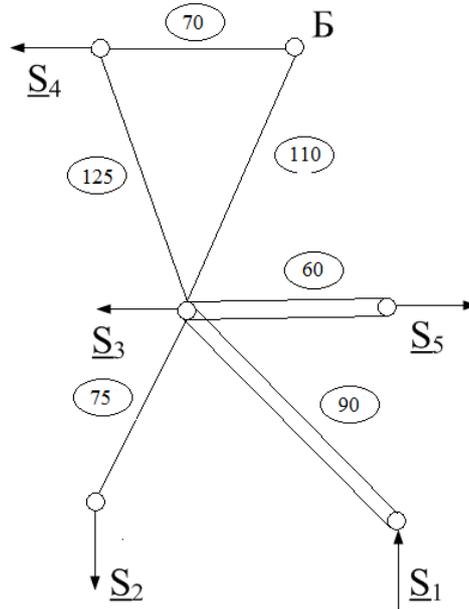


Рисунок 1.4 – Потокораспределение схемы №2

Расчет потокораспределения производят для максимальных нагрузок в нормальном (при включении всех цепей) и наиболее тяжелом послеаварийном (ремонтном) режимах работы.

Определим потокораспределение на участке 1-3,3-5,3-2:

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_{n/cm1}^{расч} = 300 + j185,923 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (1.24)$$

$$\underline{S}_{35} = \underline{S}_{n/cm5}^{расч} = 100 + j32,868 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (1.25)$$

$$\underline{S}_{32} = \underline{S}_{n/cm2}^{расч} = 4 + j1,279 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (1.26)$$

Для определения потокораспределения по кольцу разомкнём его по балансирующему узлу

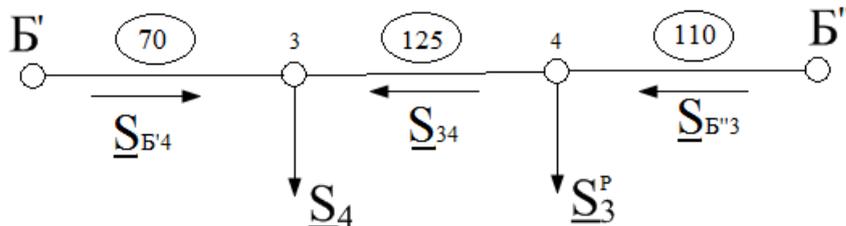


Рисунок 1.5 – Определение потокораспределения по кольцу

Найдём расчётную нагрузку узла 3

$$\underline{S}_3^p = \underline{S}_{35} + \underline{S}_{32} + \underline{S}_{n/cm3}^{pacu} - \underline{S}_{13} = 100 + j32,868 + 4 + j1,279 + 160 + j53,492 - (300 + j185,923) = -36 - j98,284 \text{ MB} \cdot A, (1.27)$$

Найдём потоки $\underline{S}_{B'4}$ и $\underline{S}_{B''4}$ по правилу моментов мощностей

$$\begin{aligned} \underline{S}_{B'4} &= \frac{\underline{S}_4(l_{34} + l_{B''3}) + \underline{S}_3^p l_{B''3}}{l_{B'-B''}} \\ &= \frac{(120 + j39,569)(125 + 110) + (-36 - j98,284)110}{70 + 125 + 110} \\ &= 79,475 - j4,959 \text{ MB} \cdot A (1.28) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{B''3} &= \frac{\underline{S}_4 l_{B'4} + \underline{S}_3^p (l_{34} + l_{B'4})}{l_{B'-B''}} = \frac{(120 + j39,569)70 + (-36 - j98,284)195}{70 + 125 + 110} \\ &= 4,524 - j53,756 \text{ MB} \cdot A (1.29) \end{aligned}$$

Проверка

$$\underline{S}_{B'4} + \underline{S}_{B''3} = \underline{S}_4 + \underline{S}_3^p (1.30)$$

$$79,475 - j4,959 + 4,524 - j53,756 = 120 + j39,569 + -36 - j98,284 (1.32)$$

$$84 - j58,715 = 84 - j58,715 (1.31)$$

следовательно, потоки найдены верно

Определим поток мощности \underline{S}_{34} по первому закону Кирхгофа

$$\begin{aligned} \underline{S}_{34} &= \underline{S}_{B''3} - \underline{S}_3^p = 4,524 - j53,756 - (-36 - j98,284) \\ &= 40,524 + j44,528 \text{ MB} \cdot A (1.32) \end{aligned}$$

1.5.2 Выбор номинального напряжения

Определим номинальное напряжение участков сети по формуле Никогосова[1, с.22]:

$$U = 16 \cdot \sqrt[4]{\frac{P_{ij}}{n_{ij}} \cdot l_{ij}}$$

где P_{ij} – активная мощность, передаваемая по линии, МВт; n_{ij} – количество цепей линии; l_{ij} – длина линии.

Результаты расчёта для всех участков представим в таблице 1.5.

Таблица 1.8 – Оценка напряжений участков сети

Участок ij	P_{ij} , МВт	l_{ij} , км	n_{ij} , шт	U , кВ
1-3	300	90	2	172,5
3-5	100	60	2	118,4
3-2	4	75	1	66,589
Б-4	79,475	70	1	138,182
Б-3	4,524	110	1	75,570
3-4	40,524	125	1	134,982

Проанализировав полученные значения, выбираем номинальное напряжение для всех участков сети $U_{ном} = 220$ кВ.

1.5.3 Определение суммарных потерь напряжения

Найдём эквивалентные сопротивления участков сети, Ом, по формуле

$$\underline{Z}_{ij}^{\circ} = \frac{(R_{0ij} + jX_{0ij}) \cdot l_{ij}}{n_{cij}}$$

Поскольку сечения ещё не выбраны, потери напряжения оцениваем по средним значениям погонных сопротивлений. Для ВЛ 220 кВ $R_0 = 0,10$ Ом/км, $X_0 = 0,40$ Ом/км. Результаты расчётов для всех участков приведены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Результаты определения сопротивлений участков сети

Участок ij	l_{ij} , км	n_{cij} , шт	$\underline{Z}_{ij}^{\circ}$, Ом
1-3	90	2	$4,5+j18$
3-5	60	2	$3,0+j12$
3-2	75	1	$7,5+j30$
Б-4	70	1	$7,0+j28$
Б-3	110	1	$11+j44$
3-4	125	1	$12,5+j50$

Наиболее электроудаленной точкой является подстанция 4.

Потери напряжения в нормальном максимальном режиме от балансирующего узла до подстанций 4 составят:

$$\Delta U_{Б4}^{н.м.} = \frac{P_{\delta 4} R_{\delta 4} + Q_{\delta 4} X_{\delta 4}}{U_{ном}} = \frac{79,475 \cdot 7,0 - 4,959 \cdot 28}{220} = 1,897 \text{ кВ} \quad (1.33)$$

В процентах от номинального напряжения величина потерь составит:

$$\delta U_{\Sigma Б5}^{н.м.} = \frac{\Delta U_{\Sigma}^{н.м.}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{1,897}{220} \cdot 100\% = 1,00\% \quad (1.34)$$

Полученное значение меньше 15 % от номинального напряжения сети, что является допустимым.

Самым тяжёлым послеаварийным режимом является обрыв линии Б-4

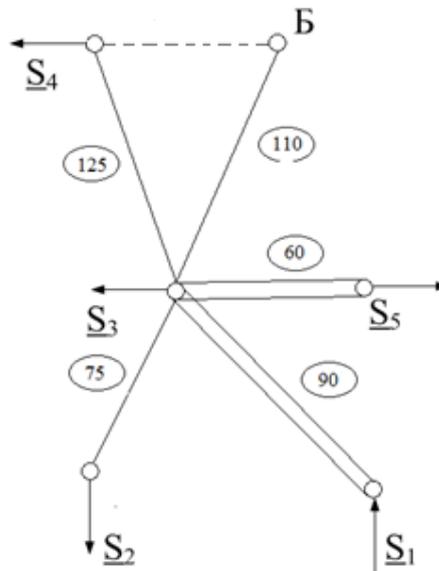


Рисунок 1.6 – Схема передачи мощности в послеаварийном режиме

Определим потокораспределение на участках 3-4,Б-3:

$$S_{34}^{n/ав} = \underline{S}_4 = 120 + j39,569 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (1.35)$$

$$S_{Б3}^{n/ав} = \underline{S}_{35} + \underline{S}_{32} + \underline{S}_{34}^{n/ав} + \underline{S}_3 - \underline{S}_{13} = 100 + j32,868 + 4 + j1,279 + 120 + j39,569 + 160 + j53,492 - 300 - j185,923 = 84 + j58,715 \text{ МВА} \quad (1.36)$$

Определим потери напряжения в послеаварийном режиме

$$\Delta U_{Б3}^{n/ав} = \frac{P_{Б3}^{n/ав} R_{Б3} - Q_{Б3}^{n/ав} X_{Б3}}{U_{ном}} = \frac{84 \cdot 11 - 58,715 \cdot 44}{220} = -7,543 \text{ кВ} \quad (1.39)$$

$$\Delta U_{34}^{n/ав} = \frac{P_{34}^{n/ав} R_{34} + Q_{34}^{n/ав} X_{34}}{U_{ном}} = \frac{120 \cdot 12,5 + 39,569 \cdot 50}{220} = 15,811 \text{ кВ}, \quad (1.40)$$

$$\Delta U_{\Sigma}^{n/ав} = \Delta U_{34}^{n/ав} + \Delta U_{Б3}^{n/ав} = 15,811 - 7,543 = 8,268 \quad (1.41)$$

что в процентах от номинального напряжения

$$\delta U_{\Sigma}^{n/ав} = \frac{\Delta U_{\Sigma}^{n/ав}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{8,268}{220} \cdot 100\% = 3,75\% \quad (1.42)$$

Так как потери напряжения в нормальном максимальном и послеаварийном режимах являются допустимыми, то примем вариант схемы №2, изображенной на рисунке 1.4 в качестве окончательного

1.6. Расчёт эскиза №3

1.6.1 Расчёт приближённого потокораспределения

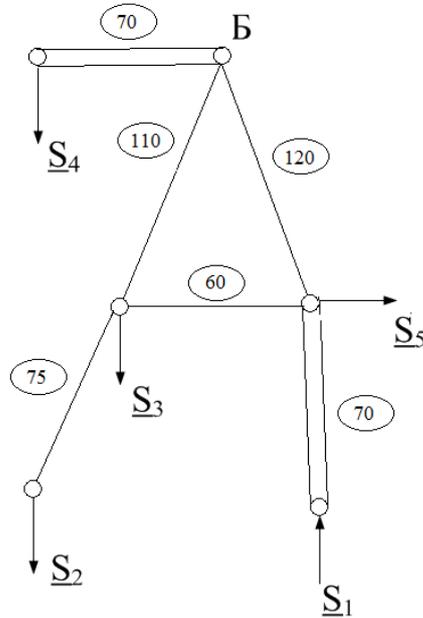


Рисунок 1.7 – Потокораспределение схемы №3

Расчет потокораспределения производят для максимальных нагрузок в нормальном (при включении всех цепей) и наиболее тяжелом послеаварийном (ремонтном) режимах работы.

Определим потокораспределение на участке Б-4,3-2,1-5:

$$\underline{S}_{B4} = \underline{S}_{n/cm4}^{расч} = 120 + j39,569MB \cdot A, (1.43)$$

$$\underline{S}_{32} = \underline{S}_{n/cm2}^{расч} = 4 + j1,279MBA, (1.44)$$

$$\underline{S}_{15} = -\underline{S}_{n/cm1}^{расч} = -300 - j182,923MB \cdot A, (1.45)$$

Головной участок является кольцевым. Потокораспределение на нём определяем по правилу моментов мощностей, разомкнув кольцо по балансирующему узлу

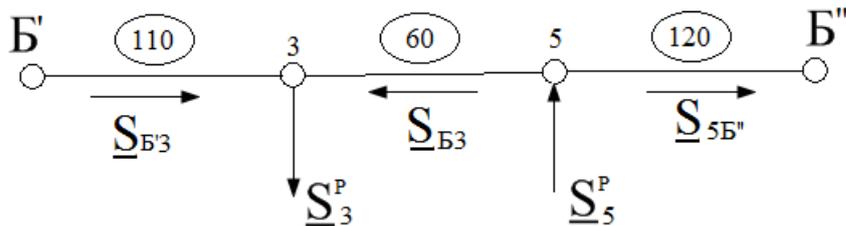


Рисунок 1.8 – Определение потокораспределения на головном участке эскиза №3

Найдём расчётную нагрузку узлов 3 и 5:

$$\underline{S}_3^p = \underline{S}_{32} + \underline{S}_3 = 4 + j1,279 + 160 + j53,492 = 164 + j54,771 \text{ МВ} \cdot A \quad (1.46)$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_5^p &= \underline{S}_5 - \underline{S}_{15} = 100 + j32,868 - 300 - j182,923 \\ &= -200 - j150,055 \text{ МВ} \cdot A \quad (1.47) \end{aligned}$$

Найдём потоки $\underline{S}_{B'3}$ и $\underline{S}_{5B''}$ по правилу моментов мощностей

$$\begin{aligned} \underline{S}_{B'3} &= \frac{\underline{S}_3^p (l_{B'5} + l_{35}) + \underline{S}_5^p l_{B''5}}{l_{B'-B''}} \\ &= \frac{(164 + j54,771)(120 + 60) + (-200 - j150,055)120}{110 + 120 + 60} \\ &= 19,034 - j28,096 \text{ МВ} \cdot A \quad (1.48) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{B''5} &= \frac{\underline{S}_3^p l_{B'3} + \underline{S}_5^p (l_{B'3} + l_{35})}{l_{B'-B''}} = \frac{(164 + j54,771)110 + (-200 - j150,055)170}{290} \\ &= -55,034 - j67,881 \text{ МВ} \cdot A \quad (1.49) \\ \underline{S}_{5B} &= -\underline{S}_{B''5} = 55,034 + j67,881 \text{ МВ} \cdot A \end{aligned}$$

Проверка

$$\underline{S}_{B3} + \underline{S}_{B''3} = \underline{S}_3^p + \underline{S}_5^p \quad (1.51)$$

$$19,034 - j28,096 - 55,034 - j67,881 = 164 + j54,771 - 200 - j150,055 \quad (1.52)$$

$$-36 - j95 = -36 - j95 \quad (1.53)$$

следовательно, потоки найдены верно

Определим поток мощности \underline{S}_{53} по первому закону Кирхгофа

$$\begin{aligned} \underline{S}_{53} &= \underline{S}_3^p - \underline{S}_{B'3} = 164 + j54,771 - 19,034 + j28,096 \\ &= 144,966 + j82,867 \text{ МВ} \cdot A \quad (1.54) \end{aligned}$$

1.6.2 Выбор номинального напряжения

Определим номинальное напряжение участков сети по формуле Никого-сова[1, с.22]:

$$U = 16 \cdot \sqrt[4]{\frac{P_{ij}}{n_{\text{ц}ij}} \cdot l_{ij}},$$

где P_{ij} – активная мощность, передаваемая по линии, МВт; $n_{\text{ц}ij}$ – количество цепей линии; l_{ij} – длина линии.

Результаты расчёта для всех участков представим в таблице 1.10.

Таблица 1.10 – Оценка напряжений участков сети

Участок ij	P_{ij} , МВт	l_{ij} , км	$n_{\text{ц}ij}$, шт	U , кВ
5-Б	55,034	120	1	144,2
5-3	144,966	60	1	154,5
1-5	300	70	2	161,96
Б-3	19,034	110	1	108,2
Б-4	120	70	2	128,8
3-2	4	75	1	66,6

Проанализировав полученные значения, выбираем номинальное напряжение для всех участков сети $U_{\text{ном}} = 220$ кВ.

1.6.3 Определение суммарных потерь напряжения

Найдём эквивалентные сопротивления участков сети, Ом, по формуле

$$\underline{Z}_{ij}^{\circ} = \frac{(R_{0ij} + jX_{0ij}) \cdot l_{ij}}{n_{\text{ц}ij}}.$$

Поскольку сечения ещё не выбраны, потери напряжения оцениваем по средним значениям погонных сопротивлений. Для ВЛ 220 кВ $R_0 = 0,10$ Ом/км, $X_0 = 0,40$ Ом/км. Результаты расчётов для всех участков приведены в таблице 1.11.

Таблица 1.11 – Результаты определения сопротивлений участков сети

Участок ij	l_{ij} , км	$n_{\text{ц}ij}$, шт	$\underline{Z}_{ij}^{\circ}$, Ом
5-Б	120	1	12+j48
5-3	60	1	6+j24
1-5	70	2	3,5+j28
Б-3	110	1	11+j44
Б-4	70	2	3,5+j14
3-2	75	1	7,5+j30

Наиболее электроудаленной точкой является подстанция 4, либо 2.

Потери напряжения в нормальном максимальном режиме на участках сети определяются по выражению, кВ

$$\Delta U_{ij}^{\text{н.м.}} = \frac{P_{ij} \cdot R_{ij}^{\circ} + Q_{ij} \cdot X_{ij}^{\circ}}{U_{ij}^{\text{ном}}}.$$

Потери напряжения в нормальном максимальном режиме от балансирующего узла до подстанций 4 составят:

$$\Delta U_{Б4}^{н.м.} = \frac{P_{\bar{64}}R_{\bar{64}} + Q_{\bar{64}}X_{\bar{64}}}{U_{ном}} = \frac{120 * 3,5 + 39,569 * 14}{220} = 4,427 \text{ кВ}, \quad (1.55)$$

$$\Delta U_{Б3}^{н.м.} = \frac{P_{Б3}R_{Б3} + Q_{Б3}X_{Б3}}{U_{ном}} = \frac{19,034 * 11 + 28,096 * 44}{220} = 6,571 \text{ кВ}, \quad (1.56)$$

$$\Delta U_{32}^{н.м.} = \frac{P_{32}R_{32} + Q_{32}X_{32}}{U_{ном}} = \frac{4 * 7,5 + 1,279 * 30}{220} = 0,311 \text{ кВ}, \quad (1.57)$$

$$\Delta U_{Б2}^{н.м.} = \Delta U_{Б3}^{н.м.} + \Delta U_{32}^{н.м.} = 6,571 + 0,311 = 6,882 \text{ кВ} \quad (1.58)$$

Из результатов расчёта делаем вывод, что более электроудалённой точкой является подстанция 2

В процентах от номинального напряжения величина потерь составит:

$$\delta U_{\Sigma Б5}^{н.м.} = \frac{\Delta U_{\Sigma}^{н.м.}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{6,882}{220} \cdot 100\% = 3,13\%. \quad (1.59)$$

Полученное значение меньше 15 % от номинального напряжения сети, что является допустимым.

Самым тяжёлым послеаварийным режимом является обрыв линии Б-3

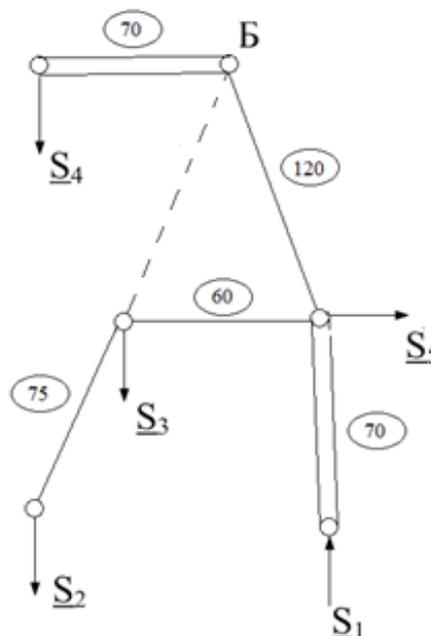


Рисунок 1.9 – Схема передачи мощности в послеаварийном режиме

Определим потокораспределение на участках 3-4,Б-3:

$$S_{53}^{n/a\epsilon} = \underline{S}_3 + \underline{S}_{32} = 160 + j53,492 + 4 + j1,279 \\ = 164 + j54,771 \text{ МВ} * A(1.60)$$

$$S_{Б5}^{n/a\epsilon} = \underline{S}_5 + \underline{S}_{53}^{n/a\epsilon} - \underline{S}_{15} = 100 + j32,868 + 164 + j54,771 - (300 + j182) = \\ = -36 - j94,316 \text{ МВ} * A(1.61)$$

Определим потери напряжения в послеаварийном режиме

$$\Delta U_{Б3}^{n/a\epsilon} = \frac{P_{Б3}^{n/a\epsilon} R_{Б3} - Q_{Б3}^{n/a\epsilon} X_{Б3}}{U_{ном}} = \frac{84 * 11 - 58,715 * 44}{220} \\ = -7,543 \text{ кВ}, \quad (1.63)$$

$$\Delta U_{34}^{n/a\epsilon} = \frac{P_{34}^{n/a\epsilon} R_{34} + Q_{34}^{n/a\epsilon} X_{34}}{U_{ном}} = \frac{120 * 12,5 + 39,569 * 50}{220} \\ = 15,811 \text{ кВ}, \quad (1.64)$$

$$\Delta U_{\Sigma}^{n/a\epsilon} = \Delta U_{34}^{n/a\epsilon} + \Delta U_{Б3}^{n/a\epsilon} = 15,811 - 7,543 = 8,268(1.65)$$

что в процентах от номинального напряжения

$$\delta U_{\Sigma}^{n/a\epsilon} = \frac{\Delta U_{\Sigma}^{n/a\epsilon}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{8,268}{220} \cdot 100\% = 3,75 \%. (1.66)$$

Так как потери напряжения в нормальном максимальном и послеаварийном режимах являются допустимыми, то примем вариант схемы №3, изображенной на рисунке 1.7 в качестве окончательного

1.7. Расчёт эскиза №3

1.7.1 Расчёт приближённого потокораспределения

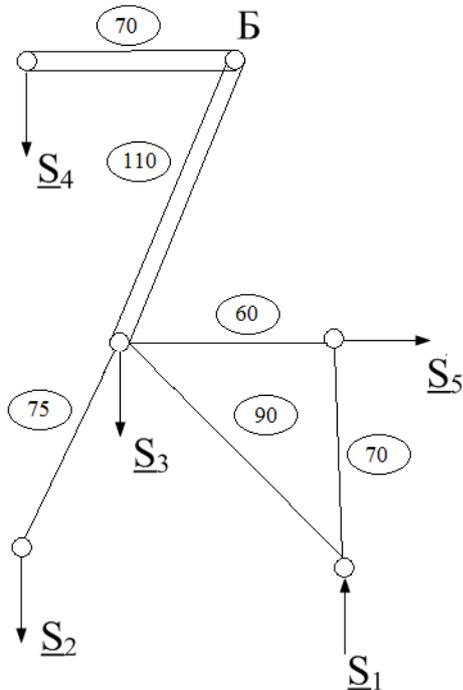


Рисунок 1.10 – Потокораспределение схемы №3

Головной участок является кольцевым. Потокораспределение на нём определяем по правилу моментов мощностей, разомкнув кольцо по балансирующему узлу

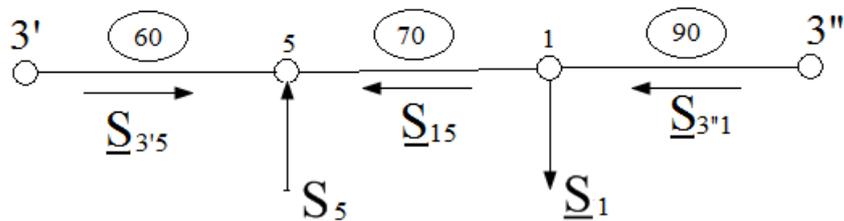


Рисунок 1.11 – Определение потокораспределения на головном участке эскиза №3

Найдём потоки $\underline{S}_{B'3}$ и $\underline{S}_{5B''}$ по правилу моментов мощностей

$$\underline{S}_{3'5} = \frac{-\underline{S}_1 (l_{15} + l_{3''1}) + \underline{S}_5 l_{3''1}}{l_{3'-3''}} = \frac{(-300 - j185,923)160 + (100 + j32,868)90}{220}$$

$$= -177,273 - j121,771 \text{ MB} \cdot A \quad (1.66)$$

$$\underline{S}_{3''1} = \frac{\underline{S}_5 (l_{15} + l_{3'5}) - \underline{S}_1 l_{3'5}}{l_{3'-3''}} = \frac{(100 + j32,868)130 - (300 + j185,923)60}{220}$$

$$= -22,73 - j31,28 \text{ MB} \cdot A \quad (1.67)$$

Проверка

$$\underline{S}_{3'5} + \underline{S}_{3''1} = -\underline{S}_1 + \underline{S}_5 \quad (1.68)$$

$$-177,273 - j121,771 + -22,73 - j31,28$$

$$= -300 - j185,923 + 100 + j32,868 \quad (1.69)$$

$$-200 - j153,051 = -200 - j153,051 \quad (1.70)$$

следовательно, потоки найдены верно

Определим поток мощности $\underline{S}_{Б3}$ по первому закону Кирхгофа

$$\underline{S}_{Б3} = \underline{S}_{53} + \underline{S}_{13} - \underline{S}_{32} - \underline{S}_3$$

$$= 177,273 + j121,771 + 22,73 + j31,28 - (4 + j1,279)$$

$$- (160 + j53,492) = 36,003 + j98,28 \text{ MB} \cdot A \quad (1.71)$$

$$\underline{S}_{51} = \underline{S}_5 - \underline{S}_{3'5} = 100 + j32,868 + 177,273 + j121,771$$

$$= 277,273 + j154,639 \text{ MB} \cdot A \quad (1.72)$$

1.7.2 Выбор номинального напряжения

Определим номинальное напряжение участков сети по формуле Никого-сова[1, с.22]:

$$U = 16 \cdot \sqrt[4]{\frac{P_{ij}}{n_{\text{ц}ij}} \cdot l_{ij}},$$

где P_{ij} – активная мощность, передаваемая по линии, МВт; $n_{\text{ц}ij}$ – количество цепей линии; l_{ij} – длина линии.

Результаты расчёта для всех участков представим в таблице 1.12.

Таблица 1.12 – Оценка напряжений участков сети

Участок ij	P_{ij} , МВт	l_{ij} , км	$n_{\text{ц}ij}$, шт	U , кВ
1-5	277,273	70	1	201,1
1-3	22,73	90	1	107,6
5-3	177,273	60	1	162,5
Б-3	36,003	110	2	106,9
Б-4	120	70	2	128,8
3-2	4	75	1	66,6

Проанализировав полученные значения, выбираем номинальное напряжение для всех участков сети $U_{ном} = 220$ кВ.

1.7.3 Определение суммарных потерь напряжения

Найдём эквивалентные сопротивления участков сети, Ом, по формуле

$$\underline{Z}_{ij}^{\text{э}} = \frac{(R_{0ij} + jX_{0ij}) \cdot l_{ij}}{n_{\text{ц}ij}}$$

Поскольку сечения ещё не выбраны, потери напряжения оцениваем по средним значениям погонных сопротивлений. Для ВЛ 220 кВ $R_0 = 0,10$ Ом/км, $X_0 = 0,40$ Ом/км. Результаты расчётов для всех участков приведены в таблице 1.13.

Таблица 1.13 – Результаты определения сопротивлений участков сети

Участок ij	l_{ij} , км	$n_{\text{ц}ij}$, шт	$\underline{Z}_{ij}^{\text{э}}$, Ом
1-5	70	1	$7+j28$
1-3	90	1	$9+j36$
5-3	60	1	$6+j24$
Б-3	110	2	$5,5+j22$
Б-4	70	2	$3,5+j14$
3-2	75	1	$7,5+j30$

Наиболее электроудаленной точкой является подстанция 4.

Потери напряжения в нормальном максимальном режиме на участках сети определяются по выражению, кВ

$$\Delta U_{ij}^{\text{н.м.}} = \frac{P_{ij} \cdot R_{ij}^{\text{э}} + Q_{ij} \cdot X_{ij}^{\text{э}}}{U_{ij}^{\text{ном}}}$$

Потери напряжения в нормальном максимальном режиме от балансирующего узла до подстанций 4 составят:

$$\Delta U_{Б4}^{\text{н.м.}} = \frac{P_{\text{б}4} R_{\text{б}4} + Q_{\text{б}4} X_{\text{б}4}}{U_{ном}} = \frac{120 * 3,5 + 39,569 * 14}{220} = 4,427 \text{ кВ}, \quad (1.73)$$

Из результатов расчёта делаем вывод, что более электроудалённой точкой является подстанция 2

В процентах от номинального напряжения величина потерь составит:

$$\delta U_{\Sigma Б5}^{\text{н.м.}} = \frac{\Delta U_{\Sigma}^{\text{н.м.}}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{4,427}{220} \cdot 100\% = 2,01\%. \quad (1.74)$$

Полученное значение меньше 15 % от номинального напряжения сети, что является допустимым.

Самым тяжёлым послеаварийным режимом является обрыв линии Б-4, который является самый нагруженным. При этом потокораспределение не изменится, а сопротивление и соответственно, потери напряжения на участке Б-4 увеличатся в два раза

$$\Delta U_{Б4}^{n/as} = 2 * \Delta U_{Б4}^{н.м.} = 4,427 * 2 = 8,854 \text{кВ} (1.75)$$

что в процентах от номинального напряжения

$$\delta U_{\Sigma}^{n/as} = \frac{\Delta U_{\Sigma}^{n/as}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{8,854}{220} \cdot 100\% = 4,02 \%. (1.76)$$

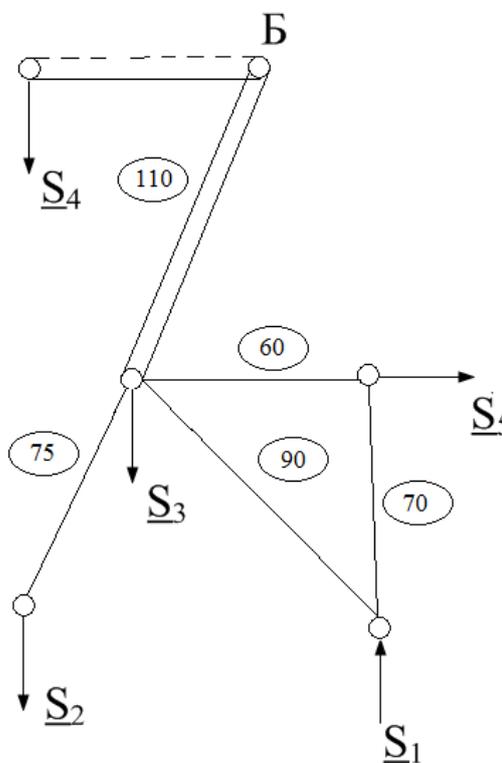


Рисунок 1.12 – Схема передачи мощности в послеаварийном режиме

Так как потери напряжения в нормальном максимальном и послеаварийном режимах являются допустимыми, то принимаем вариант эскиза №4 в качестве окончательного.

1.8 Составление принципиальных схем электрических соединений

Вариант 1

Выбираем типы распределительных устройств (РУ) для каждой точки рассматриваемой ЭС в зависимости от числа присоединений к каждой.

БУ $n_{np} = 4$ цепи ВЛ => двойная система шин

Подстанция 2 $n_{np} = 1$ цепь ВЛ + 1 тр = 2 => блок линия-трансформатор

Подстанция 3 $n_{np} = 2$ цепи ВЛ + 2 тр = 4 => мостик

Подстанция 4 $n_{np} = 2$ цепи ВЛ + 2 тр = 4 => мостик

Подстанция 5 $n_{np} = 6$ цепей ВЛ + 2 тр = 8 => одна рабочая система шин

Станция 1 $n_{np} = 3$ цепи ВЛ => двойная система шин

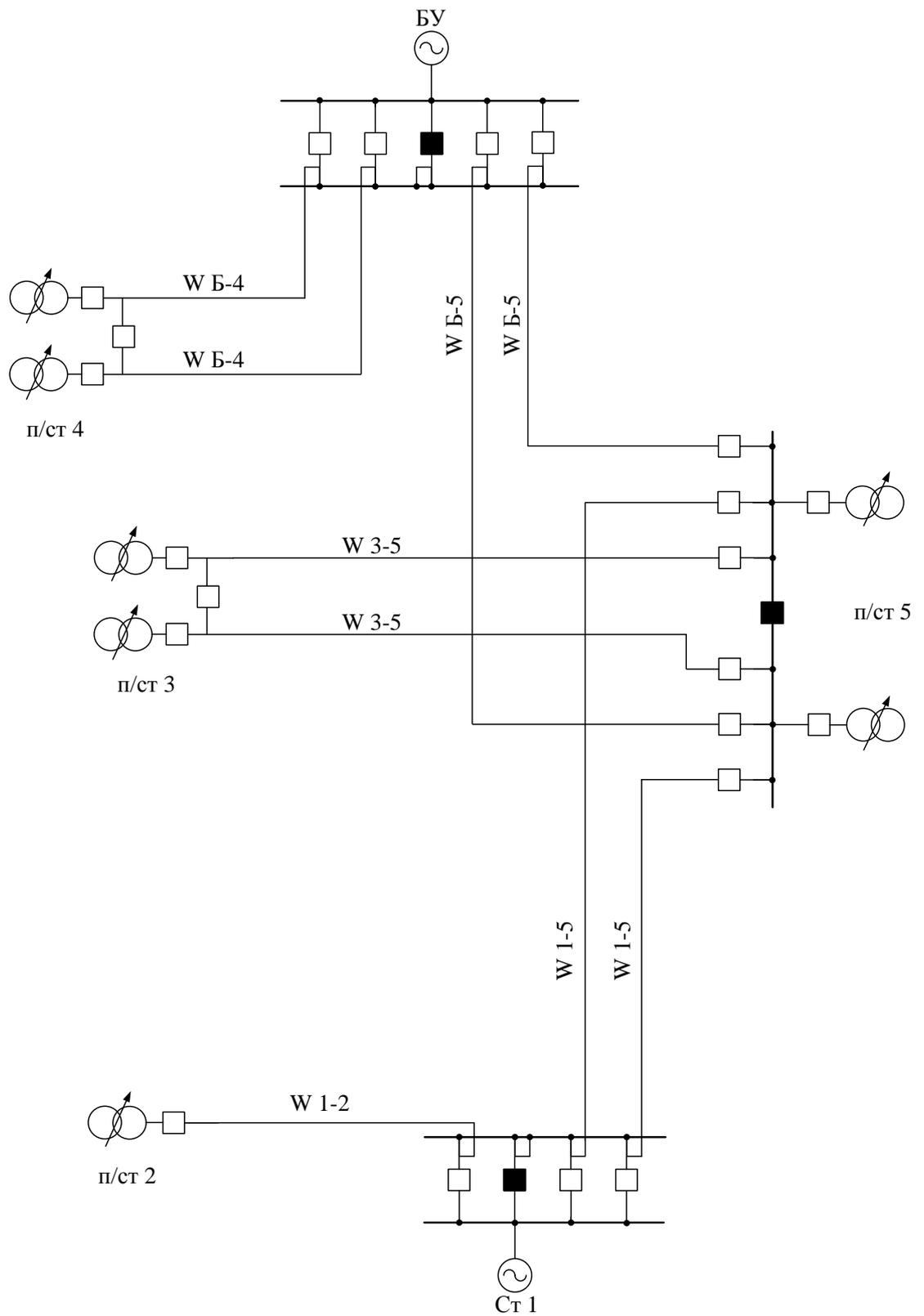


Рисунок 1– Принципиальная схема электрических соединений эскиза №1

Вариант 2

БУ $n_{np} = 2$ цепи ВЛ => двойная система шин

Подстанция 2 $n_{np} = 1$ цепь ВЛ + 1 тр = 2 => блок линия-трансформатор

Подстанция 3 $n_{np} = 7$ цепи ВЛ + 2 тр = 9 => одна рабочая система шин

Подстанция 4 $n_{np} = 2$ цепи ВЛ + 2 тр = 4 => мостик

Подстанция 5 $n_{np} = 2$ цепи ВЛ + 2 тр = 4 => мостик

Станция 1 $n_{np} = 2$ цепи ВЛ => двойная система шин

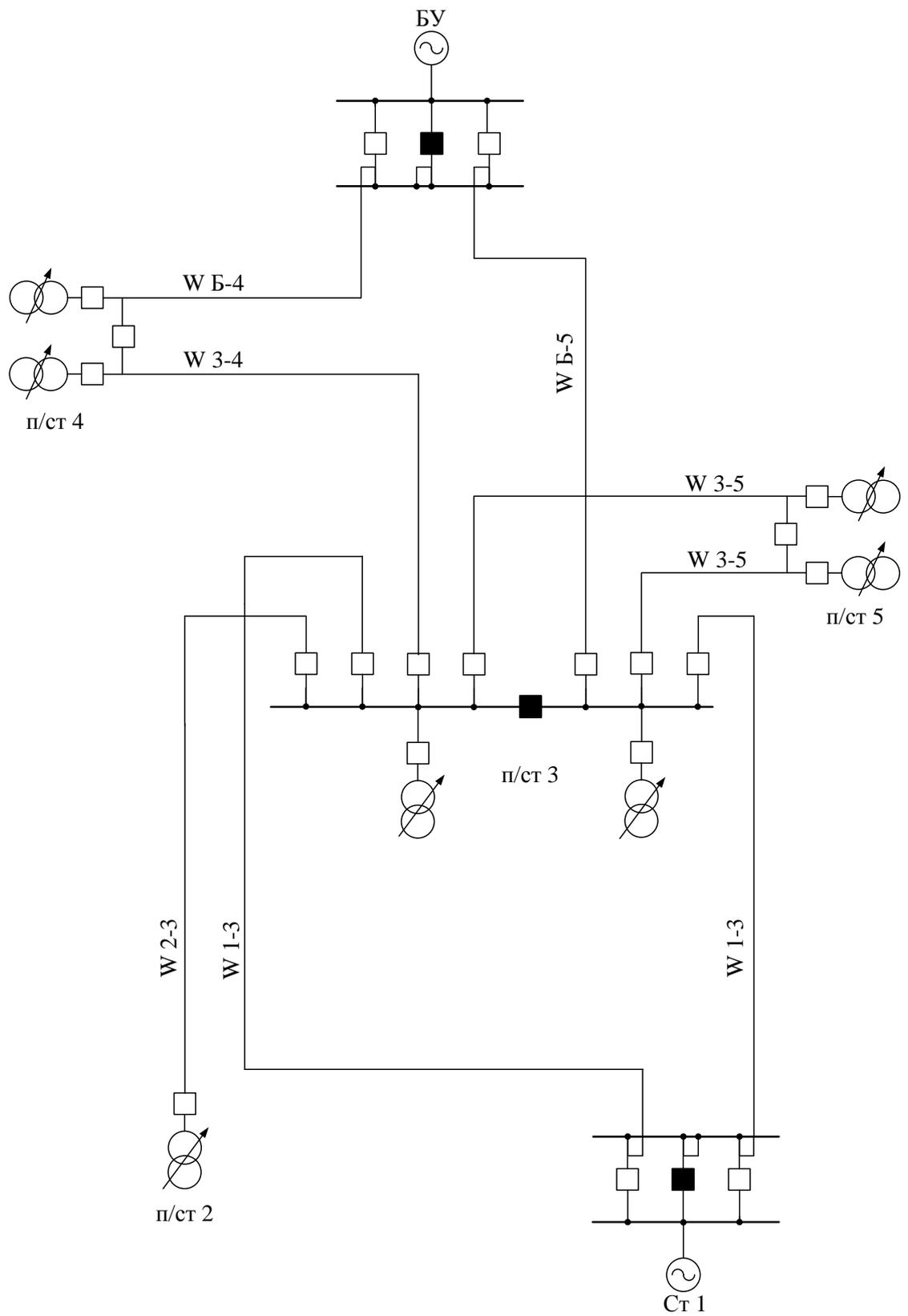


Рисунок 2– Принципиальная схема электрических соединений эскиза №2

Вариант 3

БУ $n_{np} = 2$ цепи ВЛ => двойная система шин

Подстанция 2 $n_{np} = 1$ цепь ВЛ + 1 тр = 2 => блок линия-трансформатор

Подстанция 3 $n_{np} = 3$ цепи ВЛ + 2 тр = 5 => двойной мостик

Подстанция 4 $n_{np} = 2$ цепи ВЛ + 2 тр = 4 => мостик

Подстанция 5 $n_{np} = 4$ цепи ВЛ + 2 тр = 6 => одна рабочая система шин

Станция 1 $n_{np} = 2$ цепи ВЛ => двойная система шин

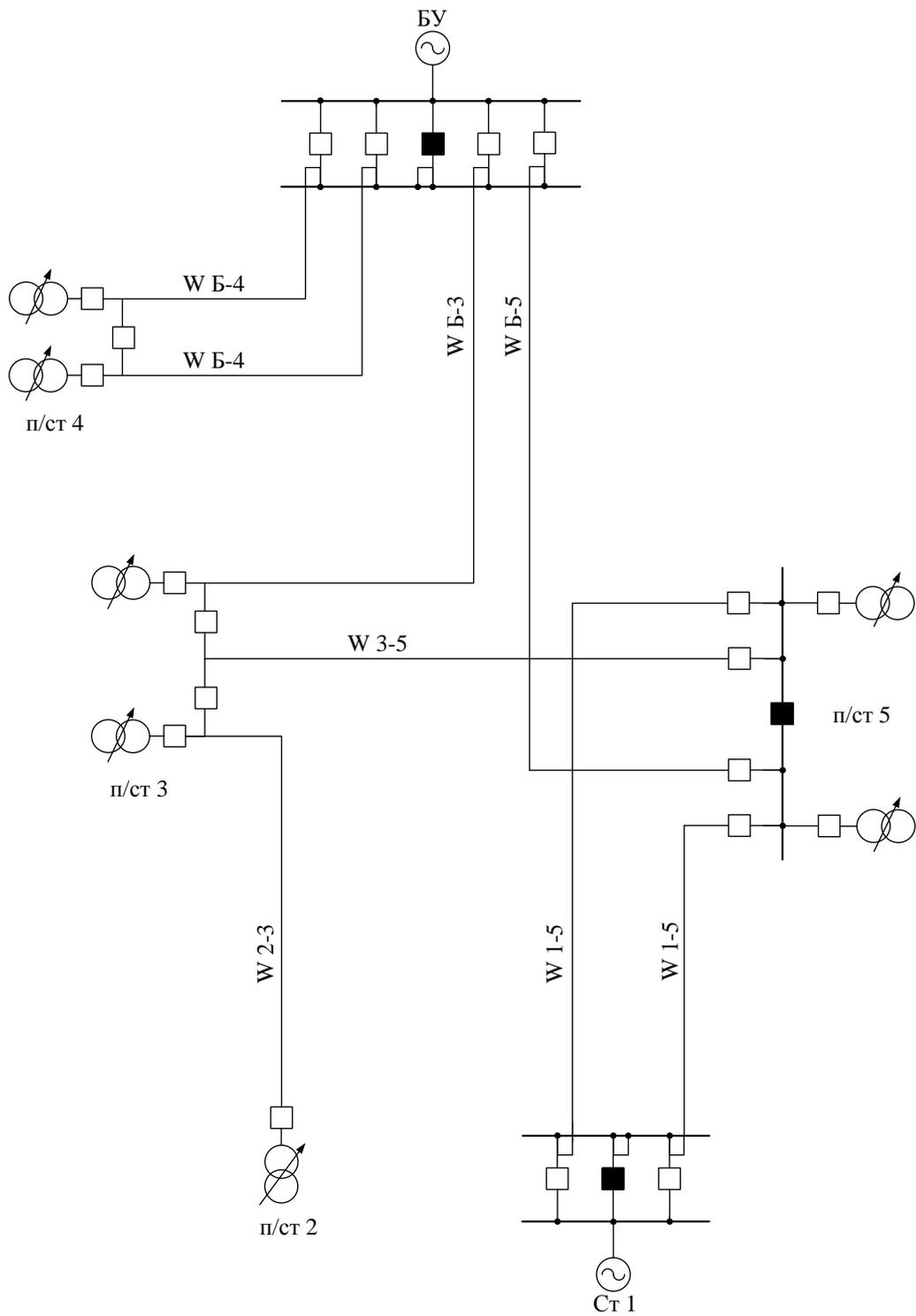


Рисунок 3— Принципиальная схема электрических соединений эскиза №3

Вариант 4

БУ $n_{np} = 4$ цепи ВЛ => двойная система шин

Подстанция 2 $n_{np} = 1$ цепь ВЛ + 1 тр = 2 => блок линия-трансформатор

Подстанция 3 $n_{np} = 5$ цепи ВЛ + 2 тр = 7 => одна рабочая система шин

Подстанция 4 $n_{np} = 2$ цепи ВЛ + 2 тр = 4 => мостик

Подстанция 5 $n_{np} = 2$ цепи ВЛ + 2 тр = 4 => мостик

Станция 1 $n_{np} = 2$ цепи ВЛ => двойная система шин

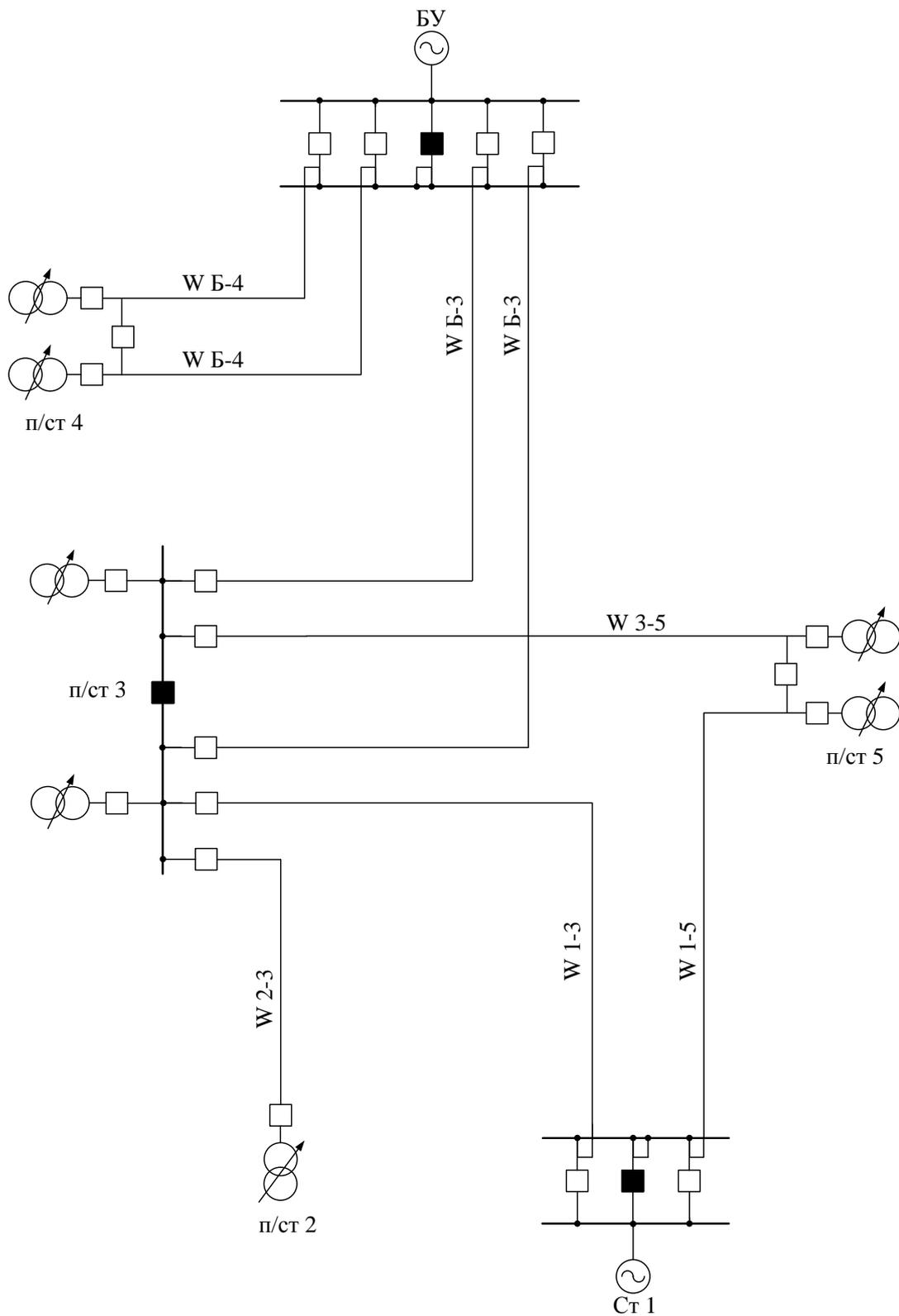


Рисунок 4– Принципиальная схема электрических соединений эскиза №4

1.9 Сравнение вариантов по натуральным показателям

Результаты решения всех вариантов сведены в таблицу сравнения вариантов по экономическим и техническим показателям (таблица 1). Анализ натуральных показателей, а также суммарных потерь напряжений позволяет оценить экономичность намеченных вариантов ЭС и выбрать из них один для дальнейших расчётов.

Таблица 1.14 - Сравнение вариантов по натуральным показателям

№ варианта	Экономические показатели			Технические показатели		
	Длина, км		Количество выключателей, шт.	Суммарные потери напряжения		
				Нормальный режим	Послеаварийный режим	
	$l_{тр}$, км	$l_{ВЛ}$, км			$\Delta U_{\Sigma}^{н.м.}$, %	Участок обрыва цепи
1	420	612	25	2,01	Б-4	8,854
2	536	620	23	1,00	Б-4	8,268
3	505	589	23	3,13	Б-3	8,268
4	475	583	23	2,01	Б-4	8,854

По представленным в таблице данным (таблица 1) видно, что схемы №1 (рисунок 1) и схема №2 (рисунок 2), не смотря на то, что потери напряжения входят в установленные пределы, значительно проигрывают по протяжённости воздушных линий и числу выключателей по сравнению с четвёртым вариантом. Поэтому дальнейшие расчёты проводим для варианта схемы №4.

2Выбор основного оборудования районной электрической сети 220 кВ

2.1Выбор сечения проводников ЛЭП методом экономической плотности тока

При проектировании линий 35-220 кВ сечение проводов выбирают по нормируемым обобщённым показателям. В качестве таких показателей используются нормированные значения экономической плотности тока для воздушных и кабельных линий в основных районах страны. Выбирая сечение провода по методу экономической плотности тока, мы имеем оптимальную токовую загрузку и минимальные затраты на токоведущие материалы.

Экономическое сечение

$$F_{\text{эк}} = \frac{S_{ij}^{\text{макс}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot j_{\text{эк}} \cdot n_{\text{ц}}}, (2.1)$$

где $S_{ij}^{\text{макс}}$ – полная мощность участка сети при максимальных нагрузках, МВ·А

$$S_{ij}^{\text{макс}} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}; (2.2)$$

$j_{\text{эк}} = 1,3$ – экономическая плотность тока для заданных условий работы, А/мм².

Принятые значения экономической плотности тока приведены в ПУЭ.

Рабочий максимальный ток не должен превышать допустимого значения тока, соответствующего выбранному сечению.

$$I_{\text{раб}}^{\text{макс}} = \frac{S_{jj}^{\text{макс}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \leq I_{\text{доп}} (2.3)$$

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{раб}}^{\text{макс}}}{j_{\text{эк}}} (2.4)$$

Так как наша РЭС имеет класс напряжения 220 кВ, то для обеспечения приемлемого уровня потерь электроэнергии на корону необходимо выбирать сечение сталеалюминовых проводов не менее минимально допустимого $F_{\text{мин}}^{\text{кор}} = 240 \text{ мм}^2$.

Выбор сечения на участке 1-3

$$S_{13}^{\text{макс}} = \sqrt{22,73^2 + 31,28^2} = 38,67 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$I_{\text{раб}}^{\text{макс}} = \frac{38,67 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} = 101,48 \text{ А};$$

$$F_{\text{эк}} = \frac{101,48}{1,3} = 78,06 \text{ мм}^2.$$

Стандартное значение сечения

$$F_{13}^{\text{ст}} = 95 \text{ мм}^2$$

Проверка сечения по условию возникновения короны

$F_{13}^{\text{ст}} = 95 \text{ мм}^2 \leq F_{\text{мин}}^{\text{кор}} = 240 \text{ мм}^2$, условие не выполняется выбираем провод большего сечения.

Принимаем провод АС 240/32.

Проверка по допустимому току

$$I_{\text{раб}}^{\text{макс}} < I_{\text{доп}}$$

$$I_{\text{доп}} = 605 \text{ А} > I_{\text{раб}}^{\text{макс}} = 101,48 \text{ А}$$

Выбор сечения на участке 1-5

$$S_{15}^{макс} = \sqrt{277,273^2 + 154,639^2} = 317,48 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$I_{раб}^{макс} = \frac{317,48 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} = 833,2 \text{ А};$$

$$F_{эк} = \frac{833,2}{1,3} = 640,9 \text{ мм}^2;$$

$$F_{15}^{ст} = 600 \text{ мм}^2 \geq F_{мин}^{кор} = 240 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод АС 600/72.

Проверка по допустимому току

$$I_{доп} = 1050 \text{ А} > I_{раб}^{макс} = 833,2 \text{ А}$$

Выбор сечения на участке 5-3

$$S_{53}^{макс} = \sqrt{177,273^2 + 121,771^2} = 215,64 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$I_{раб}^{макс} = \frac{215,64 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} = 565,89 \text{ А};$$

$$F_{эк} = \frac{565,89}{1,3} = 435,3 \text{ мм}^2;$$

$$F_{53}^{ст} = 400 \text{ мм}^2 \geq F_{мин}^{кор} = 240 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод АС 400/51.

Проверка по допустимому току

$$I_{доп} = 825 \text{ А} > I_{раб}^{макс} = 565,89 \text{ А}$$

Выбор сечения на участке Б-3

$$S_{Б3}^{макс} = \sqrt{36,003^2 + 98,28^2} = 104,67 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$I_{раб}^{макс} = \frac{104,67 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 137,34 \text{ А};$$

$$F_{эк} = \frac{137,34}{1,3} = 105,65 \text{ мм}^2;$$

$$F_{Б5}^{ст} = 240 \text{ мм}^2 \geq F_{мин}^{кор} = 240 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод АС 240/32.

Проверка по допустимому току

$$I_{раб}^{макс} < I_{доп}$$

$$I_{доп} = 605 \text{ А} > I_{раб}^{макс} = 137,34 \text{ А}$$

Выбор сечения на участке 3-2

$$S_{32}^{макс} = \sqrt{4^2 + 1,279^2} = 4,20 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$I_{раб}^{макс} = \frac{4,20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 11,02 \text{ А};$$

$$F_{эк} = \frac{11,02}{1,3} = 8,48 \text{ мм}^2;$$

$$F_{32}^{ст} = 240 \text{ мм}^2 \geq F_{мин}^{кор} = 240 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод АС 240/32.

Проверка по допустимому току

$$I_{доп} = 605 \text{ А} > I_{раб}^{макс} = 11,02$$

Выбор сечения на участке Б-4

$$S_{Б4}^{макс} = \sqrt{120^2 + 39,569^2} = 126,36 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$I_{раб}^{макс} = \frac{126,36 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 165,8 \text{ А};$$

$$F_{эк} = \frac{165,8}{1,3} = 127,54 \text{ мм}^2;$$

$$F_{34}^{ст} = 240 \text{ мм}^2 \geq F_{мин}^{кор} = 240 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод АС 240/32.

Проверка по допустимому току

$$I_{доп} = 605 \text{ А} > I_{раб}^{макс} = 331,6 \text{ А}$$

Выбранные сечение проводов удовлетворяет требуемым условиям.

Таблица 2.1 – Выбор сечений проводов ВЛ

Участок схемы	$n_{ц}$, шт	S_{ij} , МВ · А ²	$F_{ст}$, мм ²	$I_{раб}^{макс}$, А	$I_{доп}$, А
1-3	1	38,67	АС 240/32	101,48	695
1-5	1	317,48	АС 600/72	833,2	1050
5-3	1	215,64	АС 400/51	564,89	825
Б-3	2	104,67	АС 240/32	137,34	605
3-2	1	4,20	АС 240/32	11,02	605
4-Б	2	126,36	АС 240/32	331,6	605

Параметры ВЛ рассчитываются по следующим формулам:

$$\underline{Z}_{экв} = \frac{\underline{Z}_0 \cdot l}{n_{ц}}; (2.5)$$

$$b_c = b_0 \cdot l \cdot n_{ц}.(2.6)$$

Все расчётные данные сведём в таблицу 3

Таблица 2.2 – Параметры проводов ВЛ

Участок схемы	$F_{ст}$, мм ²	Длина участка, км	\underline{Z}_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	$\underline{Z}_{экв}$, Ом	$b_c \cdot 10^{-3}$, См
1-3	240	90	0,121+j0,435	2,60	10,89+39,15	0,234
1-5	600	70	0,050+j0,390	2,80	3,50+j27,30	0,196
5-3	400	60	0,075+j0,420	2,70	4,50+j25,20	0,162
Б-3	240	110	0,121+j0,435	2,70	6,655+j23,925	0,594
3-2	240	75	0,121+j0,435	2,70	9,075+j32,625	0,203
4-Б	240	70	0,121+j0,435	2,70	4,235+j15,225	0,378

2.3 Выбор силовых трансформаторов на подстанциях

Мощность трансформатора на двухтрансформаторной подстанции определяется по формуле

$$S_{ном}^{тр} = 0,7 \cdot S_{нагр}^{п/ст}.(2.7)$$

Коэффициент загрузки для двухтрансформаторной подстанции, в нормальном режиме, определяется

$$K_3 = \frac{S_{макс}}{n_T \cdot S_{ном}^{тр}} \cdot 100\% \leq 70\% \quad (2.8)$$

в послеаварийном режиме

$$K_3^{п/ав} = \frac{S_{макс}}{S_{ном}^{тр}} \cdot 100\% \leq 140\% \quad (2.9)$$

Если на подстанции один трансформатор то его мощность определяют по формуле

$$S_{ном}^{тр} = S_{нагр}^{п/ст}.(2.10)$$

Коэффициент загрузки для однострансформаторной подстанции определяется

$$K_3 = \frac{S_{макс}}{S_{ном}^{тр}} \cdot 100\% \leq 100\% \quad (2.11)$$

Выбор трансформаторов на подстанции 2.

$$S_2 = \sqrt{4^2 + 1,279^2} = 4,20 МВ \cdot А$$

$$S_{тр}^{ном} = S_2 = 4,2 МВ \cdot А$$

Выбираем ближайшее большее значение $S_{тр}^{ном}$ для $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$, выбираем трансформатор ТМН –5000/220.

$$K_3^{нр} = \frac{S_2}{n_{тр} \cdot S_{тр}^{ном}} \cdot 100\% = \frac{4,2}{2 \cdot 5} \cdot 100\% = 42 \%$$

$$K_3^{н/ав} = \frac{S_2}{S_{тр}^{ном}} \cdot 100 \% = \frac{4,2}{5} \cdot 100\% = 84 \%$$

Выбор трансформаторов на подстанции 3.

$$S_3 = \sqrt{160^2 + 53,492^2} = 168,71 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{тр}^{ном} = 0,7 \cdot S_3 = 0,7 \cdot 168,71 = 118,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Выбираем ближайшее большее значение $S_{тр}^{ном}$ для $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$, выбираем трансформатор 2х ТРДЦН-160000/220.

$$K_3^{нр} = \frac{S_3}{n_{тр} \cdot S_{тр}^{ном}} \cdot 100\% = \frac{168,71}{2 \cdot 125} \cdot 100\% = 67,5 \%$$

$$K_3^{н/ав} = \frac{S_3}{S_{тр}^{ном}} \cdot 100 \% = \frac{168,71}{125} \cdot 100\% = 134,9\%$$

Выбор трансформаторов на подстанции 4.

$$S_4 = \sqrt{120^2 + 39,569^2} = 126,37 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{тр}^{ном} = 0,7 \cdot S_4 = 0,7 \cdot 126,37 = 88,45 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Выбираем ближайшее большее значение $S_{тр}^{ном}$ для $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$, выбираем трансформатор 2х ТРДЦН-80000/220.

$$K_3^{нр} = \frac{S_4}{n_{тр} \cdot S_{тр}^{ном}} \cdot 100\% = \frac{126,37}{2 \cdot 100} \cdot 100\% = 63,2 \%$$

$$K_3^{н/ав} = \frac{S_4}{S_{тр}^{ном}} \cdot 100 \% = \frac{126,37}{100} \cdot 100\% = 126,4 \%$$

Выбор трансформаторов на подстанции 5.

$$S_5 = \sqrt{100^2 + 32,868^2} = 105,26 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{тр}^{ном} = 0,7 \cdot S_5 = 0,7 \cdot 105,26 = 73,68 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Выбираем ближайшее большее значение $S_{тр}^{ном}$ для $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$, выбираем трансформатор ТРДЦН-80000/220.

$$K_3^{np} = \frac{S_5}{n_{mp} \cdot S_{mp}^{ном}} \cdot 100\% = \frac{105,26}{2 \cdot 80} \cdot 100\% = 65,8 \%$$

$$K_3^{n/ав} = \frac{S_5}{S_{mp}^{ном}} \cdot 100\% = \frac{105,26}{80} \cdot 100\% = 131,6 \%$$

Выбранные мощности трансформаторов для каждой подстанции входят в пределы допустимой перегрузки в послеаварийном режиме.

Сведём в таблицу параметры выбранных нами трансформаторов для каждой подстанции (таблица 2.3)

Таблица 2.3 – Паспортные данные трансформаторов

№ п/ст	Тип трансформатора	Кол. Т	$U_{ном}, \text{кВ}$		Тип РПН	$\Delta P_{xx}, \text{кВт}$	$\Delta P_{кз}, \text{кВт}$	$I_{xx}, \%$	$u_{кз}, \%$
			ВН	НН					
2	ТМН-5000/220	1	230	10,5	$\pm 8 \times 1,5\%$	29,8	9,68	0,37	7,92
3	ТРДЦН-160000/220	2	230	10,5	$\pm 8 \times 1,5\%$	230	380	0,5	11
4,5	ТРДЦН-80000/220	2	230	10,5	$\pm 8 \times 1,5\%$	185	320	0,6	11

Параметры трансформаторов рассчитываются по следующим формулам:

$$\underline{Z}_m^{\varepsilon} = \frac{\underline{Z}_{mp}}{n_{mp}} = \frac{1,90 + j63,5}{2} = 0,95 + j31,75 \text{ Ом};$$

$$Y_{mp}^{\varepsilon} = (G_{mp} - B_{mp}) \cdot 2 = \frac{\Delta P_{xx}}{U_n^2} - j \frac{I_{xx} \cdot S_n}{100 \cdot U_n^2} = \frac{135 \cdot 10^3}{230^2 \cdot 10^6} - j \frac{0,5 \cdot 125 \cdot 10^6}{100 \cdot 230^2 \cdot 10^6} =$$

$$= (2,79 - j12,91) \cdot 10^{-6} \cdot 2 = (5,58 - j25,83) \cdot 10^{-6} \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{xx.2,3,4}^{\varepsilon} = Y_{тр.2,3,4}^{*\varepsilon} \cdot U_n^2 = (2,118 + j10,586) \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 \cdot 10^6 = 0,028 + j0,140 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$Y_{mp.5}^{\varepsilon} = (G_{mp} - B_{mp}) = \frac{\Delta P_{xx}}{U_n^2} - j \frac{I_{xx} \cdot S_n}{100 \cdot U_n^2} = (4,35 - j26,46) \cdot 10^{-6} \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{xx.5}^{\varepsilon} = Y_{mp.5}^{*\varepsilon} \cdot U_n^2 = (4,35 - j26,46) \cdot 10^{-6} \cdot 230^2 \cdot 10^6 = 0,230 + j1,399 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Все расчётные данные сведём в таблицу 2.4

Таблица 2.4 – Расчетные данные трансформаторов

№ п/ст	Тип трансформатора	Кол. Т	$\underline{Z}_{тр}, \text{Ом}$	$\Delta Q_x, \text{квар}$	$\underline{Z}_{тр}^{\varepsilon}, \text{Ом}$	$Y_{тр}^{\varepsilon}, \text{МВА}$
2	ТМН-5000/220	1	10,0+j180	130	5,0+j90	0,80-j8,56
3	ТРДЦН-160000/220	2	1,90+j63,5	1920	0,95+j31,75	4,35-j26,46
4,5	ТРДЦН-80000/220	2	2,60+j82,6	1150	1,30+j41,30	3,50-j21,74

3 Расчётная часть

3.1 Составление эквивалентной схемы замещения

Расчётную схему замещения сети получим в результате объединения схем замещения отдельных элементов в соответствии со схемой электрических соединений. Эквивалентные параметры отдельных элементов были рассчитаны выше (табл. 3, 5).

3.2 Расчёт режимов на ЭВМ

Расчёт нормального максимального и послеаварийного режимов выполним с помощью программы «Режим». Файлы исходных данных, таблицы результатов и эквивалентная схема замещения с нанесёнными результатами расчётов приведены в приложениях.

При анализе расчетов установившегося режима видно, что отклонение напряжения не превышает допустимых значений: потери напряжения в нормально максимальном и послеаварийных режимах составляют менее 15% и 20% соответственно, а следовательно спроектированная РЭС является приемлемой по техническим и экономическим условиям и не требует решения вопросов о регулировании напряжения.

3.3 Определение действительного уровня напряжения на шинах НН подстанций

Вычислим отпайки РПН трансформаторов, установленных на подстанции 2. Выбранные трансформаторы [табл. 5] имеют ступени регулирования РПН $\pm 8 \times 1,5\%$. Желаемый уровень напряжения у потребителя:

$$U_{200}^{жел} = 10.2, \text{кВ}$$

Напряжение одной отпайки РПН:

$$v_{отв} = \frac{\Delta k_m}{100} \cdot U_{ном}^{ВН} = \frac{1.5}{100} \cdot 230 = 3.45, \text{кВ} \quad (3.1)$$

Расчётное напряжение ответвления:

$$U_{отв}^{расч} = \frac{V_{20}^{(4)} \cdot U_{ном}^{НН}}{U_{200}^{жел}} = \frac{226.5 \cdot 11}{10.5} = 237.3, \text{кВ} \quad (3.2)$$

где $V_{20}^{(4)}$ - значение напряжения из таблицы данных - приложение В

Определим расчётное число ответвлений РПН:

$$n_{отв}^{расч} = \frac{U_{ном}^{ВН} - U_{отв}^{расч}}{V_{отв}} = \frac{230 - 237.3}{3.45} = -2.11, \text{отв.} \quad (3.3)$$

Тогда стандартное число ответвлений

$$n_{отв}^{ст} = -2, \text{отв.} \quad (3.4)$$

Стандартное напряжение ответвления:

$$U_{отв}^{станд} = U_{ном}^{ВН} - n_{отв}^{ст} \cdot V_{отв} = 230 - (-2) \cdot 3.45 = 236.9, \text{кВ} \quad (3.5)$$

Действительный коэффициент трансформации:

$$k_m^{\delta} = \frac{U_{отв}^{отв}}{U_{ном}^{ВН}} = \frac{236.9}{11} = 21.54, \text{кВ} \quad (3.6)$$

Действительный уровень напряжения у электропотребителей:

$$U_{200}^{\delta} = \frac{V_{10}^{(4)}}{k_m^{\delta}} = \frac{226.5}{21.54} = 10.52, \text{кВ} \quad (3.7)$$

Проверим правильность расчётов:

$$\left| \frac{U_{200}^{жсл} - U_{100}^{\delta}}{U_{200}^{жсл}} \right| \cdot 100\% \leq \frac{V_{отв}^{\%}}{2}, \quad (3.8)$$

$$\left| \frac{10.5 - 10.52}{10.5} \right| \cdot 100\% \leq \frac{1.5}{2} \quad (3.9)$$

$$0.194\% \leq 0.75\%$$

Для остальных п/ст расчёт происходит таким же образом. Результаты расчёта для нормального максимального режима представлены в таблице 3.1, для послеаварийного режима – в таблице 3.2.

Таблица 3.1 – Расчёт отпаяк РПН для нормального максимального режима

№ ПС	$V^{(4)}$, кВ	$U_{ном}^e$, кВ	$U_{ном}^H$, кВ	Тип РПН	$n_{отв}^{ст}$	$k_m^{действие}$	$U_{жсл}$, кВ	$U_{действие}$, кВ
2	226,5	230	11	$\pm 8 \times 1,5 \%$	-4	22,16	10,50	10,52
3	214,0	230	11	$\pm 8 \times 1,5 \%$	0	20,99	10,20	10,23
4	192,8	230	11	$\pm 8 \times 1,5 \%$	6	19,03	10,20	10,13
5	227,4	230	11	$\pm 8 \times 1,5 \%$	-2	21,54	10,50	10,56

Таблица 3.2 – Расчёт ответвлений РПН для послеаварийного режима

№ ПС	$V^{(5)}$, кВ	$U_{ном}^e$, кВ	$U_{ном}^H$, кВ	Тип РПН	$n_{отв}^{ст}$	$k_m^{действие}$	$U_{жсл}$, кВ	$U_{действие}$, кВ
2	233,4	230	11	$\pm 8 \times 1,5 \%$	-4	22,16	10,50	10,53
3	221,3	230	11	$\pm 8 \times 1,5 \%$	-3	21,85	10,20	10,13
4	192,8	230	11	$\pm 8 \times 1,5 \%$	6	19,03	10,20	10,13
5	234,5	230	11	$\pm 8 \times 1,5 \%$	-4	22,16	10,50	10,58

4 Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции

Однотрансформаторные подстанции могут сооружаться для питания неответственных потребителей III категории, если замена поврежденного трансформатора или ремонт его производится не более одних суток [1, ст. 326].

Требуемая номинальная мощность трансформатора, МВА,

$$S_{ном} \geq S_{max}$$

где S_{\max} – наибольшая нагрузка подстанции на расчётный период
 [см.табл.1]
 $S_{\text{НОМ}} \geq 4,71 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Принимается ближайшее значение из номинального ряда мощностей трансформаторов $S_p = 5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Исходя из полученной мощности и заданных напряжений, на подстанции устанавливается один трансформатор ТМН –5000/220 [2], параметры которого приведены в таблице

Таблица 1 – Паспортные данные трансформатора ТМН –5000/220

$S_{\text{НОМ}},$ МВ·А	Напряжения обмо- ток, кВ		Напря- жение КЗ, $u_{\text{кВ-Н}}, \%$	Потери, кВт		$I_x, \%$	Пределы регу- лирования
	ВН	НН		ΔP_{κ}	ΔP_x		
5	230	10,5	7,92	9,86	29,8	0,37	$\pm 9 \times 1,78\%$

Рассчитаем коэффициент загрузки в нормальном максимальном режиме.

$$k_3^{\text{н.м}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n \cdot S_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% = \frac{4,71}{1 \cdot 5} \cdot 100\% = 94,2 \%$$

Из получившегося значения можно сделать вывод, что трансформатор загружен нормально, и его можно принять для установки.

4.1 Расчет токов нормального и максимального режимов в цепях ПС

4.1.1 Расчет токов цепей трансформаторов

На стороне ВН токи определяются по выражению, кА:

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{НОМ.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}} = \frac{5}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,013,$$

где $I_{\text{норм}}$ – ток нормального режима;

I_{max} – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режимов;
 $U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}} = 230 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение обмоток ВН трансформатора по каталогу.

Токи на стороне НН, кА:

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{НОМ.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}} = \frac{5}{\sqrt{3} \cdot 11} = 0,262,$$

где $U_{ном}^{НН} = 10,5 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение обмоток НН трансформатора по каталогу.

4.1.2 Расчет токов в цепях линий

Токи в цепях для n параллельно работающих линий определяются по выражениям, А:

Токи на стороне ВН, кА,

$$I_{норм} = I_{max} = \frac{S_{нагр}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}^{ВН}} = \frac{4,71}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 230} = 0,0118,$$

где $U_{ном}^{ВН} = 220 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение ЛЭП на стороне ВН;

$S_{нагр}$ - мощность передаваемая по линиям, кВ·А.

Токи на стороне НН, кА,

$$I_{норм} = \frac{S_{нагр}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}^{НН}} = \frac{4,71}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,129$$

$$I_{max} = \frac{S_{нагр}}{(n_{л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}^{НН}} = \frac{4,71}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,259,$$

где $U_{ном}^{НН} = 10,5 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение ЛЭП на стороне НН

4.1.3 Выбор выключателей

В общих сведениях о выключателях рассматриваются те параметры, которые характеризуют выключатели по ГОСТ 687-78Е. При выборе выключателей необходимо учесть 12 различных параметров, но так как заводами-изготовителями гарантируется определенная зависимость параметров, например

$$I_{вкл.ном} \geq I_{откл.ном}; i_{вкл.ном} \geq 1,8 \cdot \sqrt{2} I_{откл.ном},$$

то допустимо производить выбор только выключателей по важнейшим параметрам [1, с. 268]:

- 1) напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) длительному току: $I_{норм} \leq I_{ном}$; $I_{макс} \leq I_{ном}$;

После выбора выключателя его проверяют по ряду условий:

- 1) отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения $I_{откл.ном} \geq I_{П,т}$;

б) по возможности отключения аperiodической составляющей тока КЗ

$$i_{a,т} \leq i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \beta_{норм} I_{откл.ном}}{100};$$

где $i_{a,ном}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключенном токе для времени τ ;

$\beta_{норм}$ – нормированное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе по каталогу

$i_{a,\tau}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} I_{П,0} e^{-\frac{\tau}{T_a}},$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с, выбирается по [1, табл. 3.6]

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{з,мин} + t_{с.в.},$$

где $t_{з,мин} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в.}$ – собственное время отключения выключателя;

Если условие $I_{откл.ном} \geq I_{П,\tau}$ соблюдается, а $i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}$ нет, то допускается проводить проверку по полному току КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{П,\tau} + i_{a,\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} (1 + \beta_{норм}/100),$$

2) включающей способности: $i_y \leq i_{вкл}$; $I_{П,0} \leq I_{вкл}$,

где i_y – ударный ток КЗ в цепи выключателя $i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{П,0}$, где k_y – ударный коэффициент по [1, табл. 3.6];

$i_{вкл}$ – наибольший пик тока включения $i_{вкл} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{вкл}$, где $k_y = 1,8$ – ударный коэффициент, нормированный для выключателей.

3) электродинамической стойкости $I_{дин} \geq I_{П,0}$; $i_{дин} \geq i_{уд}$,

где $I_{дин}$ – действующее значение предельного сквозного тока КЗ, $i_{уд}$ – ударный ток КЗ цепи выключателя;

4) термической стойкости $I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_k$,

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

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости, с;

$B_k = I_{н.0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a)$ – тепловой импульс по расчету,

где T_a – постоянная времени затухания периодической составляющей тока КЗ, с, выбранная по [1, с. 110, табл. 3.6];

$t_{откл}$ – время отключения КЗ, с, выбирается по [1, с. 155 рис. 3.24], определяется выражением $t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.в.}$,

где $t_{рз}$ – время действия основных релейных защит, с;

$t_{откл.в.}$ – полное время отключения выключателей, с.

Если $t_{откл} \leq t_{тер}$, то условие проверки $I_{тер}^2 t_{откл} \geq B_k$

4.2 Выбор выключателей на стороне ВН (220кВ)

Учитывая требования [5, п. 4.12], выбираем для установки на ОРУ 110 кВ элегазовые баковые выключатели марки ВГТ-УЭТМ-110-40/3150-УХЛ1 со встроенными трансформаторами тока [6]. Параметры выключателя приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики выключателя ЗАР1-FG-245-220-20/1000-УХЛ1

Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном}}$	220
Номинальный ток, А	$I_{\text{ном}}$	1000
Номинальный ток отключения, кА	$I_{\text{отк.ном}}$	20
Ток включения, кА	$i_{\text{вкл}}$	50
	$I_{\text{вкл}}$	20
Ток электродинамической стойкости, кА	$i_{\text{дин}}$	50
	$I_{\text{дин}}$	20
Ток термической стойкости, кА	$I_{\text{терм}}$	50
Время протекания тока термической стойкости, с	$t_{\text{терм}}$	3,0
Номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %, не более	$\beta_{H\%}$	40
Собственное время отключения, с	$t_{\text{св.откл}}$	0,037
Полное время отключения, с	$t_{\text{пв.откл}}$	0,060
Собственное время включения, с, не более	$t_{\text{св.вкл}}$	0,058

Условия выбора:

– по напряжению установки, кВ,

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

$$220 = 220.$$

– по длительному току, А,

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}};$$

$$13 < 1000.$$

Выбранный выключатель необходимо проверить по выше перечисленным условиям, проверку будем вести по току трехфазного короткого замыкания:

1) по отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{откл.ном} \geq I_{П.т}$$
$$20 > 8,201;$$

б) по возможности отключения аperiodической составляющей тока КЗ

$$i_{аном} = \frac{\sqrt{2}\beta_{норм}I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 20}{100} = 11,3;$$
$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,037 = 0,047 \text{ с};$$
$$i_{ат} = \sqrt{2}I_{П.0}e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8,201 \cdot e^{-\frac{0,047}{0,035}} = 3,028;$$
$$i_{аном} \geq i_{ат};$$
$$11,3 > 3,028.$$

Так как условия $I_{откл.ном} \geq I_{П.т}$ и $i_{аном} \geq i_{ат}$ соблюдаются, то проверка по отключающей способности по полному току не требуется.

2) по включающей способности

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{П.0} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 8,201 = 19,914 \text{ кА},$$

где $k_{уд} = 1,717[1, \text{ с.110}]$

$$i_{вкл} \geq i_{уд};$$
$$50 > 19,914;$$

3) по электродинамической стойкости:к

$$I_{пр.скв} \geq I_{П.0};$$
$$20 > 8,201.$$
$$i_{пр.скв} \geq i_{уд};$$
$$50 > 19,914.$$

4) по термической стойкости:

$$t_{откл} = 0,18 \text{ с};$$
$$B_k = I_{п.0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 8,201^2 \cdot (0,18 + 0,035) = 14,460 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

так как $t_{откл} < t_{тер}$

$$I_{тер}^2 t_{откл} \geq B_k;$$
$$50^2 \cdot 0,18 \geq 14,460 ;$$
$$450,0 > 14,460 .$$

Выключатель удовлетворяет всем условиям проверки.

4.3 Выбор КРУ и выключателей на стороне НН (10 кВ)

В качестве распределительных устройств на напряжение 10 кВ применяются КРУ 10 кВ. Они представляют собой несущий каркас с защитным кожухом, в котором укомплектованы электрические аппараты и проводники первичных цепей, а также приборы для измерений, управления и защиты со всеми соеди-

нениями [7, с.486]. Установим в качестве вводных ячеек и ячеек на отходящих линиях на низшем напряжении (10кВ) шкафы КРУ типа КРУ/ЭЛ-10 [8]. Данные КРУ могут быть укомплектованы выключателями серии VD4.

Номинальные токи и стойкость к действию токов КЗ электрооборудования, входящего в состав шкафов КРУ, скоординированы с параметрами выключателей. Поэтому условия выбора выключателей в КРУ-10кВ являются одновременно и условиями выбора ячеек КРУ. Выбираем для установки в КРУ 10 кВ для установки во вводную ячейку вакуумный выключатель VD4-12-16/630 УЗ [9] и соответствующую ячейку КРУ КРУ/ЭЛ-10-16/630УЗ [8].

Таблица 7– Характеристики выключателя VD4-12-16/630 УЗ

Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном}}$	12
Номинальный ток, А	$I_{\text{ном}}$	630
Номинальный ток отключения, кА	$I_{\text{откл.ном}}$	16
Ток включения, кА	$i_{\text{вкл}}$	40
	$I_{\text{вкл}}$	16
Ток электродинамической стойкости, кА	$i_{\text{дин}}$	40
	$I_{\text{дин}}$	16
Ток термической стойкости, кА	$I_{\text{терм}}$	16
Время протекания тока термической стойкости, с	$t_{\text{терм}}$	3,0
Номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %, не более	$\beta_{H\%}$	30
Собственное время отключения, с, не более	$t_{\text{св.откл}}$	0,033
Собственное время включения, с, не более	$t_{\text{св.вкл}}$	0,060

Условия выбора:

– по напряжению установки, кВ,

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

$$10 < 12;$$

– по длительному току, А,

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}};$$

$$262 < 630.$$

Проверяем выбранный выключатель по выше перечисленным условиям:

1) по отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{П.т}}$$

$$16 > 3,405;$$

б) по возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ

$$i_{аном} = \frac{\sqrt{2}\beta_{норм}I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 30 \cdot 16}{100} = 6,788 \text{ кА};$$

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,033 = 0,043 \text{ с};$$

$$i_{ат} = \sqrt{2}I_{п.0}e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,405 \cdot e^{-\frac{0,043}{0,02}} = 0,561 \text{ кА};$$

$$i_{аном} \geq i_{ат};$$

$$6,788 > 0,561.$$

Так как условия $I_{откл.ном} \geq I_{п.л}$ и $i_{аном} \geq i_{ат}$ соблюдаются, то проверка по отключающей способности по полному току не требуется.

2) по включающей способности

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{п.0} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 3,405 = 7,705 \text{ кА},$$

$$\text{где } k_{уд} = 1,6[1, \text{ с.110}].$$

$$i_{вкл} \geq i_{уд};$$

$$40 > 7,705;$$

3) по электродинамической стойкости:

$$I_{пр.скв} \geq I_{п.0};$$

$$16 > 3,405.$$

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд};$$

$$40 > 7,705.$$

4) по термической стойкости:

$$t_{откл} = 1,9 \text{ с};$$

$$B_{\kappa} = I_{п.0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 3,405^2 \cdot (1,9 + 0,02) = 22,261 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

так как $t_{откл} < t_{тер}$

$$I_{тер}^2 t_{откл} \geq B_{\kappa};$$

$$16^2 \cdot 1,9 \geq 22,261 ;$$

$$486,4 > 22,261 .$$

Выбранное оборудование удовлетворяет всем условиям проверки, поэтому принимаем его для установки.

Для присоединения отходящих линий установим те же ячейки и выключатели, что и для входящих

Условия выбора:

– по напряжению установки, кВ,

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$10 < 12;$$

– по длительному току, А,

$$I_{норм} \leq I_{ном};$$

$$129 < 630.$$

$$I_{макс} \leq I_{ном};$$

$$259 < 630.$$

Все остальные условия проверки и параметры у выключателей VD4-12-16/630 У3 и VD4-12-16/630 У3 совпадают, следовательно принимаем выбранные выключатель и ячейку КРУ.

Обычно ток, проходящий по сборным шинам, секционному и шиносоединительному выключателям, не превышает $I_{макс}$ самого мощного трансформатора, присоединенного к этим шинам [1; ст. 172]. Следовательно, секционные выключатели на шинах НН выбираем те же, что и для вводных ячеек (VD4-12-16/630 У3).

5 Выбор разъединителей

Выбор и проверку разъединителей осуществляется по следующим параметрам [1, с. 233]:

- по напряжению установки;
- по току;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости.

5.1 Выбор разъединителей на стороне ВН (220кВ)

Выбираем для установки на ОРУ 220кВ трехполюсные разъединители наружной установки РДЗ-220/1000 НУХЛ1 горизонтально-поворотного типа, [10]. Параметры разъединителя приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристики разъединителя РДЗ-220/1000 НУХЛ1

Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном}$	220
Номинальный ток, А	$I_{ном}$	1000
Ток электродинамической стойкости, кА	$i_{дин}$	63
	$I_{дин}$	25
Ток термической стойкости, кА	$I_{терм}$	25
Время протекания тока термической стойкости (для разъединителя/заземлителя), с	$t_{терм}$	3,0/1,0

Проверка разъединителей по условиям:

1. По номинальному напряжению, кВ,

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети};$$

$$220 = 220.$$
2. По максимальному рабочему току, А

$$I_{ном} \geq I_{раб.макс};$$

$$1000 > 13.$$

где $I_{\text{раб.макс}}$ – максимальное рабочее значение тока через цепи выключателя ОРУ 220кВ.

3. По электродинамической стойкости, кА,

$$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{n0};$$

$$25 > 8,201;$$

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}};$$

$$63 > 19,914;$$

где $i_{\text{уд}} = 19,914$ – ударный ток КЗ на шинах ВН (см. пункт 4.1), кА;

I_{n0} – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ на шинах ВН (по заданию).

4. По термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\kappa};$$

$$25^2 \cdot 3,0 \geq 14,460 ;$$

$$1875 > 14,460 .$$

где $B_{\kappa} = 14,460$ – расчётный тепловой импульс, определённый при выборе выключателя (см. пункт 4.1), $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

$t_{\text{откл}} = 0,18$ – время отключения выключателя (см. пункт 4.1), с.

Таким образом, выбранные трехполюсные разъединители удовлетворяют всем условиям.

5.2 Выбор разъединителей на стороне НН (10 кВ)

Согласно требованиям выбираем для установки в ЗРУ 10 кВ разъединители штепсельного (втычного) типа, входящие в состав шкафа КРУКРУ/ЭЛ-10-16/630-УЗ[8].

В разъединителях данного типа видимый разрыв создаётся конструкцией шкафа КРУ, т.е. с помощью выдвижного элемента. Проверка разъединителя выполняется аналогично проверке выключателя на РУ 10 кВ, исключая условие проверки на отключающую способность.

Таким образом, разъединители, встроенные в шкафы КРУ/ЭЛ-10, удовлетворяют всем требованиям.

5.3 Выбор токоведущих частей

5.3.1 Выбор сборных шин и ошиновки на стороне НН (10 кВ)

В закрытых распределительных устройствах 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами, медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000А применяются одно- и двухполосные шины[1, с. 175]

Выбор жестких шин проводится по следующим критериям[1, с. 175-179]:

1) длительно допустимому току $I_{\text{дон}} \geq I_{\text{макс}}$,

где $I_{доп}$ – допустимый ток шины выбранного сечения.

2) термической стойкости $q \geq q_{мин}$,

где $q_{мин}$ – минимальное сечение по термической стойкости, мм²;

q – выбранное сечение шины,

3) механической прочности $\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$,

где $\sigma_{доп}$ – допустимое механическое напряжение в материале.

Выбираем сечение шин по условию допустимого продолжительного тока $I_{доп} \geq I_{макс}$. В нашем случае $I_{макс} = 0,259 \text{ кА} = 259 \text{ А}$. Учитывая это, выбираем шины с ближайшим большим допустимым током –алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения 25x3 [11, с. 624]. Характеристики шины приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристики алюминиевой шины прямоугольного сечения 60x8

Размеры шины, мм	Сечение полосы, мм ²	Допустимый ток, А
25x3	75	265

Проверим выбранные шины по условиям перечисленным выше:

1) По допустимому току, $I_{доп} \geq I_{макс}$, А:

$$265 > 259,$$

2) Проверяем шины на термическую стойкость.

Тепловой импульс тока короткого замыкания (расчёт см. п. 4.2), кА²·с,

$$B_k = 22,261 ,$$

Определяем минимальное сечение по условию термической стойкости, мм²,

$$q_{мин} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{22,261 \cdot 10^6}}{90} = 52,424,$$

где C – функция значение которой выбирается по [1, таб.3.16].

Проводник с сечением q термически стойки, если выполняется условие:

$$q \geq q_{мин}$$

В нашем случае $75 > 52,424$.

Проверяем шины на механическую прочность (однополосных шин).

Ударный ток (расчёт см. п. 4.2), кА

$$i_{уд} = 7,705,$$

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ, Н/м,

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^{(3)2} \cdot 10^6}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{7,705^2 \cdot 10^6}{0,65} = 25,707,$$

где a – расстояние, между соседними фазами зависящее от вида шкафа комплектного распределительного устройства (КРУ). Для выбранного КРУ $a = 0,40$.

Изгибающий момент по [1, с. 179], Н/м,

$$M = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10} = \frac{25,707 \cdot 0,65^2}{10} = 1,09,$$

где $l = 0,65 \text{ м}$ – длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции [7].

Определяем момент сопротивления шин относительно оси при расположении шин плашмя [1, с.179], см^3

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}$$

где $b = 0,30 \text{ см}$ и $h = 2,5 \text{ см}$ – ширина и высота полосы шины соответственно, при горизонтальном расположении шин.

$$W = \frac{0,30 \cdot 2,5^2}{6} = 0,313.$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, МПа,

$$\sigma_{max} = \frac{M}{W} = \frac{1,09}{0,313} = 3,482$$

Допустимое напряжение не должно превышать $41 \div 48 \text{ МПа}$ [1, с.181],

$$\begin{aligned} \sigma_{доп} &\geq \sigma_{расч} \\ 41 &> 3,482 \end{aligned}$$

5.3.2 Выбор сборных шини ошиновка на стороне ВН (220кВ)

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС.

Гибкие шины проверяются:

- а) по допустимому току $I_{доп} \geq I_{макс}$;
- б) на термическое действие тока $K3q \geq q_{мин}$ (допускается не проверять, если шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе);
- в) на электродинамическое действие тока КЗ (проверяются гибкие шины РУ при $I_k^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$. /1, с.233 Рожкова/);
- г) по условиям короны $1,07E \leq 0,9E_0$.

Ошиновка выполняется проводом марки АС. Выбираем сечение по условию допустимого продолжительного тока $I_{макс} \leq I_{доп}$. Обычно ток, проходящий по шинам не превышает $I_{макс}$ самого мощного трансформатора или другого наиболее мощного присоединения [1, с. 172]. В нашем случае $I_{макс} = 0,013 \text{ кА} = 13 \text{ А}$. Принимаем провод с ближайшим большим допустимым током – провод АС 10/1.8/2, с.428/.

Таблица – Параметры провода АС10/1.8

Радиус провода	Допустимый продолжительный ток вне помещений
$r_0, \text{мм}$	$I_{доп}, \text{А}$

Проверим этот провод по выше перечисленным условиям:

1) допустимому току, $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}}$, А:

$$84 > 13.$$

2) по термическому действию тока не проверяем, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе /1, с.238/

3) Так как $I_k^{(3)} = 8,201 < 20 \text{ кА}$, проверка на электродинамическое действие тока КЗ не производится.

4) Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) оговариваются минимальные сечения по условиям короны. При напряжении 220кВ сечение должно быть не ниже 240 мм². Следовательно, выбранный провод АС 10/1.8 по условию коронирования не проходит. Принимаем провод АС 240/32.

Таблица – Параметры провода АС 240/32

Радиус провода	Допустимый продолжительный ток вне помещений
$r_0, \text{мм}$	$I_{\text{доп}}, \text{А}$
10,80	605

Допустимый ток при увеличении сечения также увеличивается, поэтому проверка по допустимому току не требуется. Для проверки по условию короны по формулам, приведенным в /1, с. 237/, определим максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right),$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

r_0 – радиус провода, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,080}} \right) = 31,99.$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода, кВ/см,

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \left(\frac{D_{cp}}{r_0} \right)},$$

где U – линейное напряжение, кВ, принимаемое с учётом запаса $1,1U_{\text{ном}}$; D_{cp} – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз

$$D_{cp} = 1,26D,$$

где $D = 300$ см – расстояние между соседними фазами в ОРУ
220кВ *ссылка*,

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 400 = 504.$$

Тогда получим

$$E = \frac{0,354 \cdot 1,1 \cdot 220}{1,080 \cdot \lg\left(\frac{504}{1,080}\right)} = 29,72.$$

Условие образования короны:

$$1,07E \leq 0,9E_0;$$

$$1,07 \cdot 29,72 \leq 0,9 \cdot 31,99;$$

$$31,80 \leq 28,79.$$

Данный провод не проходит по условиям короны. Выбираем провод большего сечения АС 300/39

Таблица – Параметры провода АС 300/39

Радиус провода	Допустимый продолжительный ток вне помещений
$r_0, \text{мм}$	$I_{дон}, \text{А}$
11,75	710

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,175}}\right) = 31,70.$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 1,1 \cdot 220}{1,175 \cdot \lg\left(\frac{504}{1,175}\right)} = 27,70$$

$$1,07E \leq 0,9E_0;$$

$$1,07 \cdot 27,70 \leq 0,9 \cdot 31,70;$$

$$29,64 \leq 28,59$$

Данный провод не проходит по условиям короны. Выбираем провод большего сечения АС 400/51

Таблица – Параметры провода АС 400/51

Радиус провода	Допустимый продолжительный ток вне помещений
$r_0, \text{мм}$	$I_{доп}, \text{А}$
13,6	825

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,360}}\right) = 31,22.$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 1,1 \cdot 220}{1,360 \cdot \lg\left(\frac{504}{1,360}\right)} = 24,52$$

$$1,07E \leq 0,9E_0;$$

$$1,07 \cdot 24,52 \leq 0,9 \cdot 31,22;$$

$$26,24 \leq 28,10$$

Данный провод проходит по всем параметрам.

6 Выбор измерительных трансформаторов

6.1 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбирают [1, с. 299 – 301]:

- а) по напряжению установки;
- б) по току;
- в) конструкции и классу точности;
- г) по электродинамической стойкости;
- д) по термической стойкости;
- е) по вторичной нагрузке (если известен состав контрольно-измерительных приборов).

6.1.1 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН (220кВ)

К установке на высшем напряжении можно принять трансформатор тока типа ТОГФ-220-0,2S/10P/10P/10P-100-200-400/5 УХЛ1 [14].

Уловия выбора [2, с.23]:

по номинальному напряжению

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети};$$

$$220 = 220,$$

и току (при этом номинальный ток должен быть близок к рабочему току установки, потому что недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей):

$$I_{ном} \geq I_{раб.макс};$$

$$100 > 13.$$

Таблица 11 – Параметры встроенных трансформаторов тока

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный первичный/вторичный ток, А	Ток динамической стойкости (амплитуда), кА	Параметры, определяющие термическую стойкость	
				Ток, кА	Время, с
ТОГФ-220–УХЛ1	220	100/5	64	25	1

Класс точности выбирают соответствии с классом точности подключаемых приборов. Требования к конструкции не оговорены, поэтому проверку не производим.

- Проверка по динамической стойкости

$$i_{дин} \geq i_{уд};$$

$$64 > 19,914,$$

где $i_{уд}$ – ударный ток КЗ по расчёту (см.п.4.1), кА²·с;

$i_{дин}$ – ток динамической стойкости (амплитуда);

- Проверка по термической стойкости

$$I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_k;$$

$$25^2 \cdot 1,0 \geq 14,460 ;$$

$$625,0 > 14,460 ;$$

где B_k – расчётный тепловой импульс (см.п.4.1), кА²·с;

$I_{тер}$ – ток термической стойкости;

$t_{тер}$ – время термической стойкости.

- Проверка по вторичной нагрузке :

$$Z_{2н} \geq Z_{2расч};$$

$$Z_{2расч} = Z_{нр} + r_{нр} + r_{конт},$$

где $Z_{нр}$ – сопротивление приборов, Ом;

$r_{нр}$ – сопротивление проводов, Ом;

$r_{конт}$ – сопротивление контактов, Ом.

Состав контрольно-измерительных приборов не известен, поэтому по вторичной нагрузке проверка не производится.

Для установки в вводах силовых трансформаторов на высоком напряжении выберем встроенные трансформаторы тока ТВТ220-III-0,5/10P-100-150-200-300/5 [15].

Таблица 12 – Параметры встроенных трансформаторов тока

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный первичный ток, А	Параметры, определяющие термическую стойкость	
			Кратность	Время, с
ТВТ220-III - 300/5	220	100	25	3

Проверка ТТ по условиям:

1. По номинальному напряжению, кВ:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}};$$

$$220 = 220$$

2. По максимальному рабочему току, А,

$$I_{1\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}};$$

$$100 > 13.$$

где $I_{\text{раб.макс}}$ – максимальное рабочее значение тока через цепи трансформатора РУ 220кВ (см. пункт 2.1).

3. Класс точности выбирают соответствии с классом точности подключаемых приборов. Требования к конструкции не оговорены, поэтому проверку не производим.

4. По электродинамической стойкости.

Динамическая стойкость встроенных трансформаторов тока определяется устойчивостью токоведущих частей вводов аппаратов и проверка условию электродинамической стойкости не требуется [2, с.23].

5. По термической стойкости, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$,

$$(k_T I_{1\text{ном}})^2 t_{\text{тер}} \geq B_k;$$

$$(25 \cdot 100 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 3,0 \geq 14,460 ;$$

$$18,75 > 14,460 .$$

где B_k – расчётный тепловой импульс (см. пункт 4.1), $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$;

6. Проверка по вторичной нагрузке

Проверка по вторичной нагрузке выполняется по формулам, указанным выше. Состав контрольно-измерительных приборов не известен, поэтому по вторичной нагрузке проверка не производится.

Выбранные трансформаторы тока удовлетворяют всем условиям.

6.1.2 выбор трансформаторов тока, встроенных ввода силовых трансформаторов на стороне НН (10 кВ)

Для установки в вводах силовых трансформаторов на низком напряжении выберем встроенные трансформаторы тока ТВТ10-II-5000/5 [16].

Таблица 13 – Параметры встроенных ТТ на стороне НН

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный первичный ток, А	Параметры, определяющие термическую стойкость		Количество трансформаторов тока на одном вводе
			Ток, кА	Время, с	
ТВТ10-II-5000/5	10	5000	85,5	4	2

Проверка ТТ по условиям:

1. По номинальному напряжению, кВ:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}};$$

$$10 = 10$$

2. По максимальному рабочему току, А,

$$I_{1\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}};$$

$$5000 > 262.$$

3. Класс точности выбирают соответствии с классом точности подключаемых приборов. Требования к конструкции не оговорены, поэтому проверку не производим.

4. По электродинамической стойкости.

Динамическая стойкость встроенных трансформаторов тока определяется устойчивостью токоведущих частей вводов аппаратов и проверка условию электродинамической стойкости не требуется [2, с.23].

5. По термической стойкости, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$,

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}};$$

$$85,5^2 \cdot 3,0 \geq 22,261 ;$$

$$21,93 \cdot 10^3 > 22,261 .$$

где $B_{\text{к}}$ – расчётный тепловой импульс (см. пункт 4.1), $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$;

6. Проверка по вторичной нагрузке

Проверка по вторичной нагрузке выполняется по формулам, указанным выше. Состав контрольно-измерительных приборов не известен, поэтому по вторичной нагрузке проверка не производится.

Выбранные трансформаторы тока удовлетворяют всем условиям.

6.1.3 Выбор трансформаторов тока в КРУ на стороне НН (10 кВ)

Выбираем для установки в РУ 10 кВ однофазные трансформаторы тока опорные с литой изоляцией ТОЛ-10-I-0,2/10P/10P-300/5У2 для вводных ячейки [16], входящие в состав КРУ/ЭЛ. Параметры трансформатора тока приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристики трансформатора тока ТОЛ-10-I-0,2/10P/10P-300/5У2

Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном}}$	10
Номинальный первичный ток, А	$I_{1\text{ном}}$	300
Номинальный вторичный ток, А	$I_{2\text{ном}}$	5,0
Ток электродинамической стойкости, кА	$i_{\text{дин}}$	81
Ток термической стойкости, кА	$I_{\text{терм}}$	31,5
Время протекания тока термической стойкости, с	$t_{\text{терм}}$	1,0

Проверка ТТ по условиям:

1. По номинальному напряжению, кВ,

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}};$$

$$10 = 10.$$

2. По максимальному рабочему току, А,

$$I_{1\text{ном}} \geq I_{\text{макс.}};$$

$$300 > 262.$$

где $I_{\text{раб.макс}}$ – максимальное рабочее значение тока через цепи выключателя РУ 10 кВ (см. пункт 4.2).

3. Класс точности выбирают соответствии с классом точности подключаемых приборов. Требования к конструкции не оговорены, поэтому проверку не производим.

4. По электродинамической стойкости, кА,

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}};$$

$$81 > 7,705.$$

где $i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ на шинах НН (см. пункт 4.2), кА.

7. По термической стойкости, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$,

$$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}};$$

$$31,5^2 \cdot 1,0 \geq 22,261;$$

$$992,3 > 22,261.$$

где $B_{\text{к}}$ – расчётный тепловой импульс (см. пункт 4.2), $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$;

8. Проверка по вторичной нагрузке

Проверка по вторичной нагрузке выполняется по формулам, указанным в п. 7.1.1

Состав контрольно-измерительных приборов не известен, поэтому по вторичной нагрузке проверка не производится.

6.2 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбирают [1, с. 301 – 302]:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения обмоток
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке (если известен состав контрольно-измерительных приборов);

Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения. Согласно ПУЭ потеря напряжения от ТН до расчётных счётчиков должна быть не более 0,5%, а до щитовых измерительных приборов – не более 1,5% при номинальной нагрузке.

6.2.1 Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН (220кВ)

Выбрать для установки можно трансформатор напряжения ЗНГ-220 УХЛ1 [18].

Таблица 15 – Характеристики трансформатора напряжения ЗНГ-220 УХЛ1

Номинальное напряжение, кВ	Вторичное напряжение (основной обмотки №1), В	Вторичное напряжение (основной обмотки №2), В	Вторичное напряжение (дополнительной обмотки), В	Класс точности
220	$100/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	0,2 0,5 1 3Р

Проверка ТН по условиям:

1. По номинальному напряжению, кВ,

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$$
$$220 = 220.$$

2. Проверка по классу точности.

Класс точности выбирают соответствии с классом точности подключаемых приборов.

3. По конструкции и схеме соединения обмоток

Требования к конструкции и схеме соединения обмоток не оговорены, поэтому проверку не производим.

4. По вторичной нагрузке:

$$S_{2нагр} = \sqrt{P_{np}^2 + Q_{np}^2}$$

Так как вторичная нагрузка не известна, то численную проверку не проводим. По этой же причине нельзя определить потерю напряжения в цепях ТН.

Все требования выполнены, принимаем к установке выбранный трансформатор напряжения.

6.2.2 Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН

Выберем для установки в ЗРУ 10 кВоднофазныетрансформаторы напряжения опорные с литой изоляциейЗНОЛПМ-10 УХЛ2[19], входящие в состав КРУ/ЭЛ. Параметры ТН приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристики трансформатора напряжения ЗНОЛПМ-10 УХЛ2

Номинальное напряжение, кВ	Напряжение основной вторичной обмотки, В	Напряжение дополнительной вторичной обмотки, В	Схема и группа соединения обмоток	Класс точности
10	$100/\sqrt{3}$	100 или $100/\sqrt{3}$	1/1/1-0-0	0,2, 0,5, 3

*По требованию заказчика возможно изготовление трансформаторов с техническими параметрами, отличными от стандартных[14]

Проверка ТН по условиям:

1. По номинальному напряжению, кВ,

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети};$$

$$10 = 10.$$

2. Проверка по классу точности.

Класс точности выбирают соответствии с классом точности подключаемых приборов.

3. По конструкции и схеме соединения обмоток.

Требования к конструкции и схеме соединения обмоток не оговорены, поэтому проверку не производим

4. По вторичной нагрузке:

$$S_{2нагр} = \sqrt{P_{np}^2 + Q_{np}^2}$$

Так как вторичная нагрузка не известна, то численную проверку не проводим. По этой же причине нельзя определить потерю напряжения в цепях ТН.

Все требования выполнены, принимаем к установке выбранный трансформатор напряжения.

7 Выбор трансформаторов собственных нужд

На всех подстанциях необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд (ТСН). При этом для однострансформаторных ПС питание второго ТСН осуществляется от местных сетей [1, с. 387]. Выбор мощности каждого трансформатора производится по полной нагрузке системы с.н. Напряжение от сети переменного на подстанции с постоянным оперативным током принимается 220-380 В. Если отсутствуют данные для подробного подсчёта нагрузки с.н. (как в данном курсовом проекте), то мощность ТСН принимают для тупиковых подстанций 50-200 кВт. [2, с. 28]. Примем $P_{с.н.} = 50 \text{ кВт}$, так как подстанция имеет мало потребителей собственных нужд.

В учебном проектировании коэффициент мощности можно принять $\cos \varphi = 0,85$. [1, с 381].

Тогда расчётная нагрузка [1, с 381]:

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot \sqrt{P_{с.н.}^2 + Q_{с.н.}^2} = k_c \cdot \frac{P_{с.н.}}{\cos \varphi} = 0,80 \cdot \frac{50}{0,85} = 47,059 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

где k_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки. В ориентировочных расчётах можно принять $k_c = 0,80$.

При установке внутри помещений рекомендуется использовать трансформаторы с сухой изоляцией [5]

Мощность трансформаторов собственных нужд при двух ТСН на подстанции определяется из условия

$$S_{\text{ном.тсн}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{k_{\text{пг}}} = \frac{47,059}{1,2} = 39,216 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

где $k_{\text{пг}}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки, для сухих трансформаторов принимается 1,2.

Ближайшее большее номинальное значение мощности равно 40кВ А.

Выбираем соответствующий ему трансформатор ТЛС– 40/10[20].

Таблица 17 – Параметры трансформатора ТЛС– 40/10

$S_{\text{ном}}$, кВ·А	$U_{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НН}}$, кВ	u_k , %	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	I_x %
40	10,5	0,4	2,5	0,22	0,65	1,8

Коэффициент загрузки в нормальном режиме каждого трансформатора:

$$k_3 = \frac{S_{\text{расч}}}{n_{\text{ТСН}} \cdot S_{\text{ном.тсн}}},$$

где $n_{\text{тсн}}$ – число ТСН,

$$k_3 = \frac{47,059}{2 \cdot 40} = 0,588.$$

Рекомендуемый коэффициент загрузки (0,6 - 0,7)[1, с.171], расчетное значение не удовлетворяет данному диапазону.

Ближайшим меньшим по мощности является трансформатор ТЛС– 25/10.

Проверим его по коэффициенту аварийной перегрузки:

$$k_{ав} = \frac{S_{расч}}{(n_{тсн} - 1) \cdot S_{ном.тсн}} = \frac{47,059}{(2 - 1) \cdot 25} = 1,88.$$

Коэффициент перегрузки не должен превышать 1,2:

$$1,88 > 1,2.$$

Условие по допустимой аварийной перегрузке не выполняется, поэтому оставляем трансформатор ТЛС– 40/10.

Проверка по коэффициенту аварийной перегрузки:

$$k_{ав} = \frac{S_{расч}}{(n_{тсн} - 1) \cdot S_{ном.тсн}} = \frac{47,059}{(2 - 1) \cdot 40} = 1,176 < 1,2.$$

Данный трансформатор удовлетворяет всем требованиям.

8 Выбор схем распределительных устройств

На выбор схемы электрических соединений подстанций влияет положение данной подстанции в энергосистеме. В зависимости от расположения подстанции и схемы ее питания на стороне ВН подстанции подразделяются на следующие типы: тупиковая (концевая), проходная (транзитная) и узловая, которая одновременно может быть и проходной. Выбор схемы является главным и наиболее сложным этапом проектирования и определяется в основном назначением подстанции (ее типом) и количеством присоединений (числом отходящих линий и установленных силовых трансформаторов) [2, с.8].

Определим число присоединений на сторонах ВН и НН:

$$n = n_{л} + n_{тр}$$

где $n_{л}$ – число линий;

$n_{тр}$ – число трансформаторов.

Число присоединений для ОРУ-220кВ:

$$n = 1 + 1 = 2.$$

Число присоединений для КРУ-10 кВ:

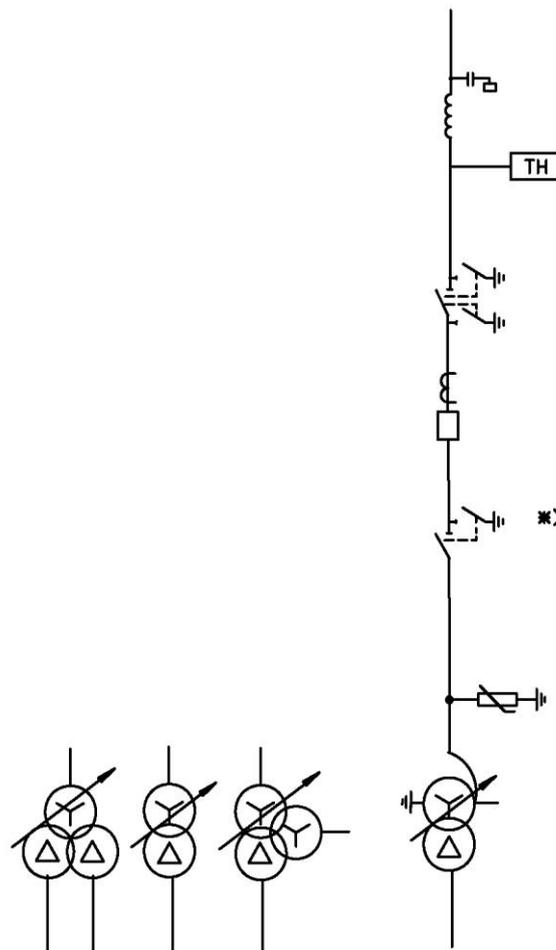
$$n = 2 + 1 = 3.$$

8.1 Выбор схемы РУ 110 кВ

По типу проектируемая подстанция является тупиковой. На ОРУ-220кВ могут использоваться различные схемы распределительных устройств. При имеющемся количестве присоединений (двух) на данном напряжении применяются схемы 1(линия трансформатор с разъединителем) и 3Н(линия-

трансформатор с выключателем). От подстанции питаются потребители 3 категории. В соответствии с рекомендациями, схема блок-линия-трансформатор с разъединителем применяется в том случае, если тупиковая однострансформаторная подстанция подключается к линии, которая не имеет ответвительных подстанция и при этом обеспечивается надежная передача, управляющих воздействий, на отключение выключателя питающей линии. Так как неизменно выполняются эти условия или нет, то выбираем схему блок линия-трансформатор с выключателем.

Схема № 220-3Н
Блок (линия-трансформатор) с выключателем



Разъединитель, отмеченный *), предусматривается при наличии питания со стороны СН.

Рисунок 2 –Схема № 220-3Н–блок линия-трансформатор с выключателем

8.2 Выбор схемы РУ 10 кВ

Для обеспечения электроэнергией местных потребителей и собственных нужд (СН) на подстанциях используется РУ 10(6) кВ. Применяются схемы с одной, двумя, четырьмя секционированными системами сборных шин.[17, п.1.11.1]. На проектируемой подстанции устанавливается один трансформатор, поэтому выбираем схему[17, п.1.11.3] №10(6)-1 – одна секционированная выключателем система шин, с присоединением трансформатора к обеим секциям.

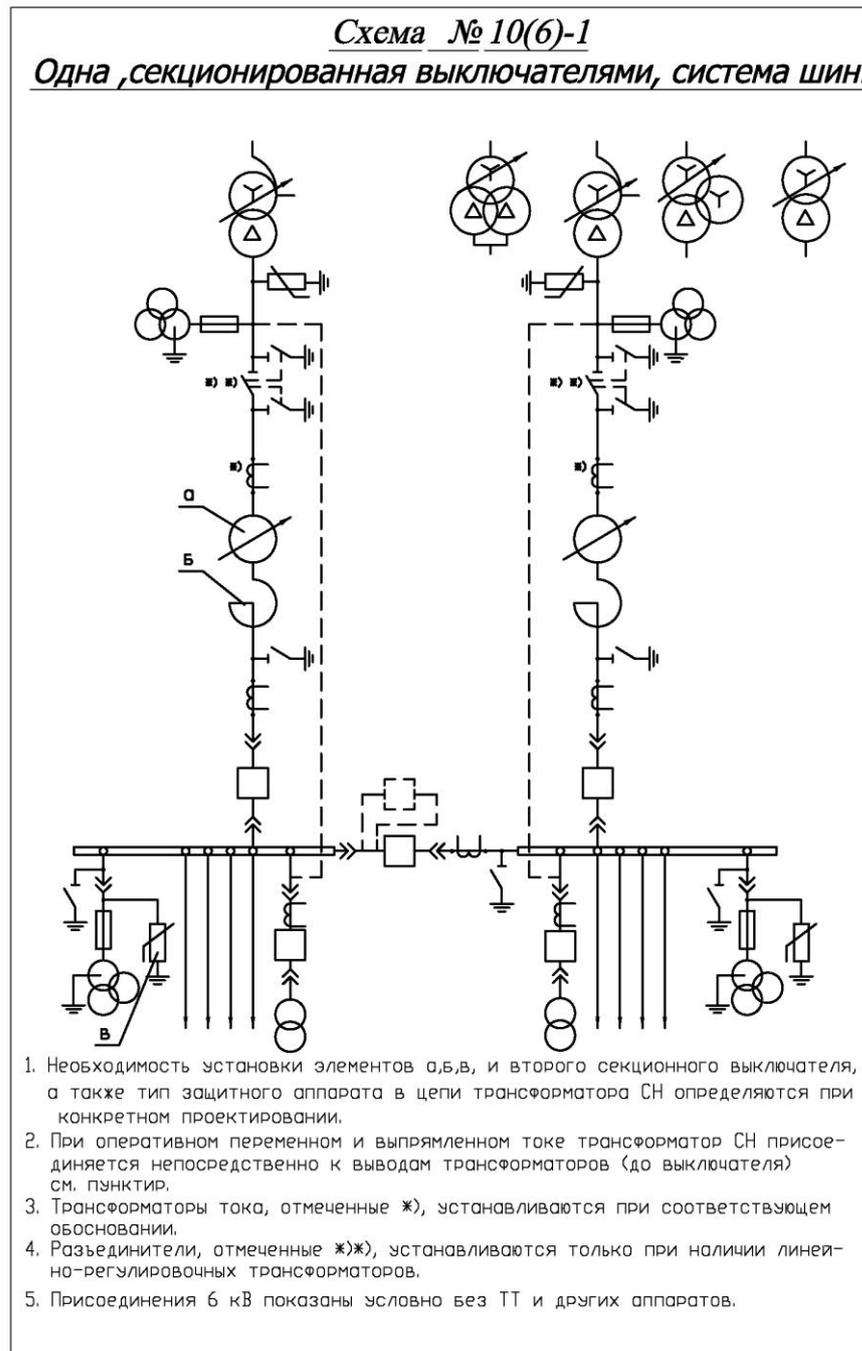


Рисунок 2 –Схема №10(6)-1 –одна секционированная выключателями, система шин.

8.3 Выбор ограничителей перенапряжения

Основным аппаратом защиты оборудования подстанции от атмосферных и коммутационных перенапряжений является нелинейный ограничитель перенапряжения (ОПН). Они устанавливаются на сборных шинах высшего напряжения, в цепях силовых трансформаторов на высшем и низшем напряжениях, а также цепях нейтралей трансформаторов, так как допускается работа с разземлённой нейтралью.

8.3.1 Выбор ограничителей перенапряжения на ВН

Согласно требованиям выбираем для установки на ОРУ 220 кВ ограничитель перенапряжений нелинейный ОПН-П-220/146/10/550-УХЛ1 [8]. Параметры ОПН приведены в таблице.

Таблица – Характеристики ограничителей перенапряжений нелинейных 220 кВ

Наименование параметра	ОПНН-П-220/146
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительное допустимое рабочее напряжение, кВ	146
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10
Пропускная способность, А, для прямоугольных импульсов тока 2000 мкс	550

Проверка ОПН по условиям:

1) По номинальному напряжению, кВ

$$U_{ном} \geq U_{уст},$$

$$220 \geq 220$$

2) По месту установки и условию размещения

Для защиты изоляции обмотки ВН силового трансформатора 220 кВ устанавливаем ОПН в цепи трансформаторов со стороны ВН.

Для защиты изоляции ТН 220 кВ и электрооборудования секции шин 220 кВ устанавливаем ОПН в цепи ТН.

Таким образом, ограничители перенапряжения нелинейные ОПН-П-220/146/10/550-УХЛ1 удовлетворяют всем требованиям.

8.3.2 Выбор ограничителей перенапряжения на НН

Согласно требованиям выбираем для установки в ЗРУ 10 кВ ограничитель перенапряжений нелинейный ОПН-РТ/TEL-10/11.5-УХЛ2. Параметры ОПН приведены в таблице 34.

Таблица – Характеристики ограничителей перенапряжений нелинейных 10 кВ ОПН-РТ/TEL-10/11.5-УХЛ2

Наименование параметра	Параметр
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительное допустимое рабочее напряжение, кВ	11,5
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10
Пропускная способность, А	760

Проверка ОПН по условиям:

По номинальному напряжению, кВ

$$U_{ном} \geq U_{уст},$$

$$10 \geq 10$$

По месту установки и условию размещения.

Для защиты изоляции обмотки НН силового трансформатора 10 кВ устанавливаем ОПН в цепи трансформатора со стороны НН в вводной ячейке шкафа КРУ 10 кВ, этот ОПН также защищает изоляцию электрооборудования этой ячейки.

Для защиты изоляции электрооборудования в шкафах КРУ 10 кВ устанавливаем ОПН в главной цепи шкафа.

Таким образом, ограничители перенапряжений нелинейные ОПН-РТ/TEL-10/11.5-УХЛ2 удовлетворяют всем требованиям.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для расчёта и анализа работы РС мною были обработаны исходные данные для проектирования, использованы инженерные методы расчёта установленных режимов работы электрических сетей. Для проверки правильности и определения точности инженерного расчёта выполнен расчёт нормального режима в максимальных нагрузках на ЭВМ с помощью программно-вычислительного комплекса «REGIM». Для определения оптимального режима работы и анализа РС дополнительно произвёл расчёты наиболее тяжёлого послеаварийного режима на ЭВМ, а также произвёл выбор и расчёт режима регулирования напряжения на подстанциях.

При проектировании ПС №2 использованы современные типовые компоненты схем РУ, современное высоковольтное оборудование. РС 110 кВ и спроектированная ПС №2 соответствуют всем действующим нормам и требованиям, изложенными в нормативно-технической документации и стандартам ОАО «Россети», при этом применены современные и актуальные на ближайшее время решения. Графические материалы выполнены с максимальной наглядностью в соответствии с нормативно-технической документацией и требованиями стандартов ОАО «Россети» и университета.

Считаю, что поставленные задачи были решены мною в полном объёме с рассмотрением всех аспектов в рамках выпускной квалификационной работы.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

Т	- трансформатор;
ВЛ	- воздушная линия электропередачи;
ВН	- высшее напряжение;
ЗРУ	- закрытое распределительное устройство;
КЗ	- короткое замыкание;
КРУ	- комплектное распределительное устройство;
КУ	- компенсирующее устройство;
НН	- низшее напряжение;
ОПН	- ограничитель перенапряжения нелинейный;
ОРУ	- открытое распределительное устройство;
РЗ	- релейная защита;
РПН	- регулирование напряжения под нагрузкой;
РЭС	- распределительная электрическая сеть;
РУ	- распределительное устройство;
РУР	- расчёт установившегося режима;
ПС	- подстанция;
СН	- собственные нужды;
СЗ	- схема замещения;
ТГ	- турбогенератор;
ТН	- трансформатор напряжения;
ТСН	- трансформатор собственных нужд;
ТТ	- трансформатор тока;
ЭВМ	- электронная вычислительная машина;

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Электроэнергетические системы и сети. Версия 1.0 [Электронный ресурс]: метод. указания по курсовому проектированию / сост.: А. А. Герасименко, Е. С. Кинев, Л. И. Пилюшенко. – Электрон. дан. (2 Мб). – Красноярск: ИПК СФУ, 2008.
2. Конденсаторные установки высокого напряжения регулируемые: техн. информация / ООО «Электропоставка» [сайт]. – Режим доступа: <http://elektropostavka.ru/kond/>
3. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. – Введ. 20.12.2007. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.
4. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Москва: ФСК ЕЭС, 2010. – 128 с.
5. Солдаткина Л.А. Электрические системы и сети – М.: Энергия, 1978. – 216 с.: ил.
6. СТО 56947007-29.240.55.016-2008 Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ. – Москва: ФСК ЕЭС, 2008. – 42 с.
7. Библия электрика [Текст]: ПУЭ (шестое и седьмое издания, все действующие разделы); ПОТ; ПТЭ. – Новосибирск: Норматика, 2016 – 672 с., ил.
8. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Красноярск: ИПЦ КГТУ; Минск: БНТУ, 2006. – 808 с.
9. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил.
10. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станции и подстанции [Текст]: учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Корнеева, Т. В. Чиркова. – М.: Академия, 2005. – 448 с.
11. Трансформатор силовой ТМН-5000/220. // ПАО «Запорожтрансформатор» [сайт]. – Запорожье, 2013. – Режим доступа: <http://ztr.com.ua/>
12. Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 110 кВ: техн. информация : ООО "Тольяттинский Трансформатор" [сайт]. – Тольятти, 2016. – Режим доступа: <http://transformator.com.ru/ttproduction/transform/>.
13. Комплектные трансформаторные подстанции блочные на класс напряжения 6 (10), 35, 110, 220 кВ [Электронный ресурс]: ЗАО «Группа «СВЭЛ». – Екатеринбург, 2016. – Режим доступа: http://svel.ru/ru/catalog/komplektnye_transformatornye_podstancii.
14. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). – Москва: ФСК ЕЭС, 2009. – 97 с.

15. Каталог «Выключатели элегазовые серии ВГТ-УЭТМ® на 35, 110 и 220 кВ» [Электронный ресурс] : ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш». – Екатеринбург, 2014. – Режим доступа: http://www.uetm.ru/files/katalog_VGT-35,110,22.pdf.
16. Васильев, А.А. Электрическая часть станций и подстанций [Текст]: учебник для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова. – М.: Энергия, 1980. – 608 с.
17. Комплектные распределительные устройства серии КРУ-СВЭЛ на напряжение 10(6) кВ [Электронный ресурс] : ЗАО «Группа «СВЭЛ». – Екатеринбург, 2016. – Режим доступа: <http://svel.ru/ru/catalog/komplektnye-raspredeletelnye-ustroistva>
18. Каталог «VD4 Вакуумные выключатели среднего напряжения» [Электронный ресурс] : АО ПО «Элтехника». – Санкт-Петербург, 2016. – Режим доступа: <https://library.e.abb.com/>
19. Каталог "Разъединители наружной установки серии РДЗ на 35-220 кВ" [Электронный ресурс] : ЗАО «Завод электротехнического оборудования». – г. Великие Луки, 2014. – Режим доступа: <http://www.zaokurs.ru/>
20. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станции и подстанции [Текст]: учебник для техникумов / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
21. Электрическая часть электростанций: Учебник для вузов/Под ред. С. В. Усова. – 2-е изд., перераб и доп. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. Отд-ние, 1987. – 616 с., ил.
22. СТО 56947007–29.060.10.006–2008 Методические указания по расчету и испытаниям жесткой ошиновки ОРУ и ЗРУ 110-500 кВ. Москва: ФСК ЕЭС, 2007. – 64 с.
23. ЗАО «Завод электротехнического оборудования ». Производство измерительных трансформаторов, тока, силовых трансформаторов. — [сайт]. – г. Великие Луки, 2015. – Режим доступа: http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-transformatory-toka-serii-togf-110-220-330-500
24. ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока ». Производство измерительных трансформаторов, тока, силовых трансформаторов. — [сайт]. – Свердловск, 2010. – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/tv.html>
25. ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока ». Производство измерительных трансформаторов, тока, силовых трансформаторов. — [сайт]. – Свердловск, 2010. – Режим доступа: http://www.cztt.ru/tol_10_I.html
26. Каталог «Трансформаторы напряжения антирезонансные элегазовые
27. ЗНГ-110, 220» [Электронный ресурс] : ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ». – Екатеринбург, 2016. – Режим доступа: http://www.uetm.ru/files/katalog_ZNG-110,22_3.pdf
28. ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока ». Производство измерительных трансформаторов, тока, силовых трансформаторов. — [сайт]. – Свердловск, 2010. – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/znolpm.html>

29. Каталог "Силовые трансформаторы напряжения трансформаторы лабораторные Ивантеевка" © 2005 Красный луч - Режим доступа:
<http://krasluch.ru/page642498>

30. СТО 56947007–29.240.30.010–2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. – Москва: ФСК ЕЭС, 2008. – 132 с.

31. СТО 56947007–29.240.30.047–2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35–750 кВ.– Москва: ФСК ЕЭС, 2010. – 128 с.

32. СТО 4.2–07–2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению и оформлению документов учебной и научной деятельности. – Красноярск: ИПК СФУ, 2014. – 60 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Файл исходных данных для расчёта нормального режима РС в максимальных нагрузках на ЭВМ

1 100 0.005 20/

201 100 1 220 0 0 0 0 220 -500 500/

201 1 1 220 0 0 300 185.9/

201 2 1 220/

201 3 1 220/

201 4 1 220/

201 5 1 220/

201 20 1 220 4 2.479/

201 30 1 220 160 77.492/

201 40 1 220 120 74.369/

201 50 1 220 100 32.868/

301 1 4 100 4.235 15.225 0.0 378/

301 1 100 3 6.665 23.925 0.0 594/

301 1 3 5 4.50 25.30 0.0 162/

301 1 3 2 9.075 32.625 0.0 203/

301 1 3 1 10.89 39.15 0.0 234/

301 1 1 5 3.50 27.30 0.0 234/

301 1 2 20 5.0 90 0.80 8.56 1/

301 1 3 30 0.95 31.75 4.35 26.46 1/

301 1 4 40 1.30 41.30 3.50 21.74 1/

301 1 5 50 1.30 41.30 3.50 21.74 1/

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Результаты расчёта нормального режима РС в максимальных нагрузках на ЭВМ

Таблица Б.1 – Распечатка результатов расчёта нормального режима

Номер узла	Граничные узлы		Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qс Мвар
	начало	конец						
	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
Район N= 0								
	1	5	-152.66	-98.75	1.97	15.33	.433	7.19
	1	3	-147.34	-87.15	5.42	19.49	.408	7.19
Узел	1	243.0	5.08	300.00	185.90	.00	.00	.00
	2	20	-4.04	-2.96	.00	.04	.013	.00
	2	3	4.04	2.96	.00	.01	.012	5.26
Узел	2	227.6	.08	.00	.00	.00	.00	.00
	3	5	49.74	60.06	.49	2.74	.190	4.19
	3	2	-4.05	7.53	.00	.01	.012	5.25
	3	1	141.92	80.91	5.42	19.49	.408	6.05
	3	30	-160.88	-100.77	.66	22.10	.483	.00
	3	100	-26.73	-47.73	.60	2.17	.174	15.36
Узел	3	227.4	.25	.00	.00	.00	.00	.00
	4	100	120.85	97.48	2.14	7.70	.411	8.42
	4	40	-120.85	-97.48	.71	22.34	.425	.00
Узел	4	211.0	-1.81	.00	.00	.00	.00	.00
	5	50	-100.47	-42.91	.28	8.94	.269	.00
	5	3	-50.23	-54.15	.49	2.74	.190	4.46
	5	1	150.70	97.06	1.97	15.33	.433	6.44
Узел	5	234.7	1.33	.00	.00	.00	.00	.00
	20	2	4.00	2.48	.00	.04	.012	.00
Узел	20	226.5	-.30	.00	.00	4.00	2.48	.00
	30	3	160.00	77.49	.66	21.91	.480	.00
Узел	30	214.0	-5.66	.00	.00	160.00	77.49	.00
	40	4	120.00	74.37	.70	22.15	.423	.00
Узел	40	192.8	-8.67	.00	.00	120.00	74.37	.00
	50	5	100.00	32.87	.28	8.85	.268	.00
Узел	50	227.4	-3.06	.00	.00	100.00	32.87	.00
	100	3	26.12	75.29	.60	2.17	.174	14.37
	100	4	-123.00	-87.62	2.14	7.70	.411	9.15
Узел	100	220.0	.00	96.87	12.33	.00	.00	.00
Номер бал.уз. - 100 Точность расчета - .00 Температура- 20.00 Число узлов- 10 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 4 Число итераций- 5 Потери мощности в сети: активной - 12.28 МВт реактивной - 100.87 Мвар Потери в линиях - 10.62 МВт 47.44 Мвар Потери в трансформаторах - 1.65 МВт 53.43 Мвар Генерация реактивной мощности в линиях - 93.34 Мвар Суммарная генерация - 396.87 МВт, потребление - 384.00 МВт ----- Потери мощности на напряжении 220 кВ ----- Потери в линиях - 10.62 МВт 47.44 Мвар Потери в трансформаторах - 1.65 МВт 53.43 Мвар Потери холостого хода в трансформаторах .62 МВт 3.98 Мвар Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 Мвар Среднее напряжение в узлах - 222.941 кВ								

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Файл исходных данных для расчёта послеаварийного режима РС.

При обрыве/отключении одной цепи ВЛ220кВ Б-3 на ЭВМ.

1 100 0.005 20/

201 100 1 220 0 0 0 0 220 -500 500/

201 1 1 220 0 0 300 185.9/

201 2 1 220/

201 3 1 220/

201 4 1 220/

201 5 1 220/

201 20 1 220 4 2.479/

201 30 1 220 160 77.492/

201 40 1 220 120 74.369/

201 50 1 220 100 32.868/

301 1 4 100 4.235 15.225 0.0 378/

301 1 100 3 13.33 47.85 0.0 297/

301 1 3 5 4.50 25.30 0.0 162/

301 1 3 2 9.075 32.625 0.0 203/

301 1 3 1 10.89 39.15 0.0 234/

301 1 1 5 3.50 27.30 0.0 234/

301 1 2 20 5.0 90 0.80 8.56 1/

301 1 3 30 0.95 31.75 4.35 26.46 1/

301 1 4 40 1.30 41.30 3.50 21.74 1/

301 1 5 50 1.30 41.30 3.50 21.74 1/

