

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, _____

_____/_____/

« ____ » _____ 20__ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

_____/ И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 20__ г.

Анализ режимов работы промышленного энергетического узла с разработкой
подстанции "Восход" 110/10кВ
(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02. 2017. 13-013-1411. ВКР
(код направления, год, номер студенческого)

Консультант, должность

_____/_____/

« ____ » _____ 20__ г.

Руководитель, доцент, д.т.н

_____/ А.В.Коржов /

« ____ » _____ 20__ г.

Консультант, должность

_____/_____/

« ____ » _____ 20__ г.

Автор

студент группы П – 471

_____/ Д.С.Колесников /

« ____ » _____ 20__ г.

Консультант, должность

_____/_____/

« ____ » _____ 20__ г.

Нормоконтролер, доцент, д.т.н

_____/ А.В.Коржов /

« ____ » _____ 20__ г.

Челябинск 2017

АННОТАЦИЯ

Колесников Д.С. «Анализ режимов работы промышленного энергетического узла с разработкой подстанции «Восход» 110/10кВ», - Челябинск: ЮУрГУ, П – 471, 77 с., 47 табл., 28 рис., библиогр. Список – 7 наим.

Выпускная квалификационная работа является завершающим этапом обучения. Ее основной целью является проверка качества полученных знаний и умений в ходе обучения, практического опыта, наличие общих и профессиональных компетенций.

В введении обоснована актуальность данной темы, обозначен объект, предмет исследования, а так же задачи, которые предстоит решить.

В основной части работы рассмотрено развитие электрической сети. По результатам проведенных расчетов режимов сетей выбран самый оптимальный вариант. Разработана новая подстанций 110/10 кВ, где была выбрана ее принципиальная схема, выбраны трансформаторы и остальное оборудование.

В библиографическом списке указан перечень нормативно-технической, справочной и учебной литературы, использованной для написания работы.

При выполнении работы были использованы: RastrWin, Microsoft Word, Visio, Mathcad, Autocad.

					<i>13.03.02.2017.013.13 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Колесников Д.С.</i>			<i>Анализ режимов работы промышленного энергетического узла с разработкой подстанции «Восход» 110/10 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Коржов А.В.</i>					8	77
<i>Реценз.</i>						<i>ЮУрГУ</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Коржов А.В.</i>				<i>Кафедра ЭССиСЭ</i>		
<i>Утверд.</i>								

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	9
ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	12
1.1 ПРОВЕРКА НАЧАЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ СЕТИ	13
1.2 ПАРАМЕТРЫ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЛЭП	15
2 АНАЛИЗ ИСХОДНОЙ СЕТИ	16
2.1 РАСЧЕТ СЕТИ ПРИ ПОМОЩИ ЭВМ	16
3 ВАРИАНТЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ.....	19
3.1 ВАРИАНТ №1.....	19
3.2 ВАРИАНТ №2.....	23
3.3 ВАРИАНТ №3.....	27
3.4 ВАРИАНТ №4.....	31
3.5 ВАРИАНТ №5.....	35
4 СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ. РАСЧЕТ ПРИВЕДЕННЫХ ЗАТРАТ	39
5 АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ	41
5.1 РАСЧЕТ РЕЖИМА МАКСИМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК.	41
5.2 РАСЧЕТ РЕЖИМА МИНИМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК.	43
5.3 ПОСЛЕАВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ	45
5.4 АНАЛИЗ ПОЛУЧЕННЫХ ДАННЫХ:.....	47
6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ, ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ РАСЧЕТ	48
6.1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	48
6.2 ВЫБОР СХЕМЫ СОЕДИНЕНИЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	48
6.3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	49
6.4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ	49
6.5 ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ	49
6.5.1 ВЫБОР РУВН.....	49
6.5.2 ВЫБОР РУНН.....	50
6.6 РАСЧЕТ ТОКОВ В НОРМАЛЬНОМ И ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОМ РЕЖИМАХ	51
6.6.1 РАСЧЕТНЫЕ ТОКИ НА ВЫСШЕМ НАПРЯЖЕНИИ:	51
6.6.2 РАСЧЕТНЫЕ ТОКИ НА НИЗШЕМ НАПРЯЖЕНИИ:	51
6.7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	52

					13.03.02.2017.013.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

ВВЕДЕНИЕ.

Электрическая энергия является наиболее дешевым и удобным видом энергии в эксплуатации. Широкое распространение электрической энергии обусловлено относительной легкостью ее получения, преобразования и возможностью ее передачи на большие расстояния. Огромную роль в системах электроснабжения играют линии электропередач и электрические подстанции – электроустановки, предназначенные для преобразования и распределения электроэнергии.

В данной работе предлагается к рассмотрению вопрос о подключении новой подстанции к сети, а так же рассмотрены различные варианты подключения и схемы новой подстанции. Актуальность дипломной работы заключается в том, что каждый год появляются новые потребители в различных сферах, растут нагрузки в сетях, что влечет за собой необходимость реконструкции старых подстанций, линий электропередач и создания новых. Сетевые организации обязаны выполнять мероприятия по присоединению объектов потребителей к электрическим сетям. Если технической возможности нет, её следует создать. Важной частью разработки подстанции является выбор схемы. Схема подстанции тесно увязывается с назначением и способом присоединения подстанции к питающей сети и должна:

- 1) обеспечивать надёжность электроснабжения потребителей подстанции и потоков мощностей по межсистемным или магистральным связям в нормальном и в послеаварийном режимах;
- 2) учитывать перспективу развития;
- 3) допускать возможность постепенного расширения РУ всех напряжений;
- 4) учитывать требования противоаварийной автоматики.

Правильное проектирование сетевых ПС всех типов и категорий и, в частности, рациональное и экономичное построение главных электрических схем, выбор параметров оборудования и аппаратуры, а также оптимальная их расстановка пре

					13.03.02.2017.013.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Таблица 1 – Параметры ЛЭП

Начальный узел	Конечный узел	Тип провода	L, км
Звезда	Шины 35кВ	АС 70/11	18
Звезда	Плутон	АС 70/11	10
Плутон	Шины 35кВ	АС 70/11	5
Мирная	ЭС2	АС 150/24	50
Орбита	ЭС2	АС 150/24	40
Орбита	Топаз	АС 150/24	25
Орбита	Сибирская	АС 150/24	40
Сибирская	Факел	АС 120/19	60
Топаз	Мирная	АС 150/24	64
Мирная	Сибирская	АС 120/19	88
Мирная	Космос	АС 150/24	60
Космос	ЭС1	АС 150/24	40
ЭС1	Сибирская	АС 150/24	50
Сибирская	Космос	АС 150/24	40
Гранит	Мирная	АС 150/24	50
Гранит	Космос	АС 150/24	50
Сибирская	Топаз	АС 150/24	25

Таблица 2 – Нагрузки в узлах с учетом собственных нужд

Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ МВар	$P_{ген},$ МВт	$Q_{ген},$ МВар
Звезда – S_1	4,0	2,5		
Плутон – S_2	6,0	3,1		
Шины 10кВ – S_3	18,0	9,7		
Топаз – S_5	21,0	13,0		
Орбита – S_6	25,0	14,0		
Гранит – S_7	40,0	20,0	70,0	56,0
Сибирская – S_8	19,0	9,7		
Космос – S_9	48,0	21,6		
Блок 1	3,8	3,0	63,0	50,4
Блок 2	43,8	31,0	63,0	50,4
ЭС2	45,0	21,6	70,0	56,0

1.1 Проверка начальных элементов сети

1.1.1 Проверка трансформаторов:

Необходимость в реконструкции подстанций возникает при перспективном росте трансформируемых мощностей, когда коэффициенты нагрузки в аварийной перегрузке трансформатора превысят допустимые значения, установленные по ГОСТ 14209–85.

										Лист
										13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.013.13 ПЗ

Для п-ст. Мирная:

На данной подстанции установлены два ТДТН-40000/110

Согласно [1], при установке на подстанции двух трансформаторов расчетным является случай отказа одного из трансформаторов, когда оставшийся в работе трансформатор с учетом аварийной перегрузки должен передавать всю необходимую мощность. В этом случае номинальная мощность трансформатора определяется по следующей формуле:

$$S_{\text{НОМ}} \geq \frac{S_{\text{МАКС}}}{k_{\text{АВ}}} \quad (1)$$

$S_{\text{МАКС}}$ – Полная мощность нагрузки;

$k_{\text{АВ}}$ – Коэффициент нагрузки в послеаварийном режиме (температура окружающего воздуха 20°C);

Согласно [2] расчетный коэффициент нагрузки в послеаварийном режиме при проектировании принимается равным 1,4.

Определим $S_{\text{МАКС}}$ по следующей формуле:

$$S_{\text{МАКС}} = S_1 + S_2 + S_3 \quad (2)$$

$$S_{\text{МАКС}} = (18 + j9,7) + (4 + j2,5) + (6 + j3,1) = (28 + j15,3)\text{МВА}$$

$$S_{\text{МАКС}} = 31,9 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{31,9}{1,4} = 22,78$$

Согласно расчетному $S_{\text{НОМ}}$ ТДТН-40000/110 для данной подстанции подходит.

Для ЭС-1 Блок № 1:

На Электростанции на блоке №1 установлен трансформатор марки ТДЦ-80000/110. $S_{\text{НОМ}}$ трансформатора должна быть больше мощности протекающей через него:

$$S_{\text{НОМ}} \geq S_{\text{МАКС}} \quad (3)$$

$$S_{\text{МАКС}} = S_{\text{блок1}} - S_{\text{СН}} \quad (4)$$

$S_{\text{блок1}}$ – генерируемая мощность генератора блока № 1,

$$S_{\text{блок1}} = (63 + j50,4)\text{МВА}$$

$S_{\text{СН}}$ – нагрузка собственных нужд блока № 1, при проверке будет принята равной 6% от $S_{\text{блок1}}$.

$$S_{\text{СН}} = 0,06 \cdot (63 + j50,4) = (3,78 + j3)\text{МВА}$$

$$S_{\text{МАКС}} = (63 + j50,4) - (3,78 + j3) = (59,22 + j47,4)\text{МВА}$$

$$S_{\text{МАКС}} = 75,85\text{МВА}$$

$$S_{\text{НОМ}} \geq 75,85\text{МВА}$$

					13.03.02.2017.013.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Трансформатор ТДЦ–80000/110 удовлетворяет данным условиям.

Для ЭС–1 Блок №2:

$$S_{\text{макс}} = S_{\text{блок2}} - S_{\text{сн}} - S_{\text{эс1}} \quad (5)$$

$$S_{\text{макс}} = (63 + j50,4) - (3,78 + j3) - (40 + j28) = (19,22 + j19,4)$$

$$S_{\text{макс}} = 27,03 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ном}} \geq 27,03 \text{ МВА}$$

Трансформатора ТД–40000/110 удовлетворяет данным условиям.

Данные трансформаторов представлены в таблице 3:

Таблица 3 – Параметры Трансформаторов

Трансформатор	$S_{\text{ном}}$, МВА	ΔP_x , кВт	ΔQ_x , кВАр	R_T , Ом			X_T , Ом			$U_{\text{ном}}$, кВ		
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
ТДТН–40000/110	40	43	240	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3	115	34,5	11
ТДЦ–80000/110	80	70	480	0,71	–	–	19,2	–	–	121	–	10,5
ТД–40000/110	40	50	260	1,46	–	–	38,4	–	–	121	–	10,5

1.2 Параметры схемы замещения ЛЭП

Таблица 4 – Параметры схемы замещения ЛЭП

№ ЛЭП	Нач. узел	Кон. узел	Тип Провода	L, км	n	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	$r_{\text{л}}$, Ом	$x_{\text{л}}$, Ом	$b_{\text{л}}$, 10^{-6} См
1	1	3	АС 70/11	18	1	0,422	0,432	2,547	7,596	7,776	45,8
2	1	2	АС 70/11	10	1	0,422	0,432	2,547	4,220	4,320	25,5
3	2	3	АС 70/11	5	1	0,422	0,432	2,547	2,110	2,160	12,7
4	3	17	АС 150/24	50	1	0,204	0,42	2,707	10,2	21	135,5
5	17	6	АС 150/24	40	1	0,204	0,42	2,707	8,16	16,8	108,3
6	6	5	АС 150/24	25	1	0,204	0,42	2,707	5,1	10,5	67,675
7	6	8	АС 150/24	40	1	0,204	0,42	2,707	8,16	16,8	108,3
8	8	12	АС 120/19	60	2	0,244	0,427	2,658	7,32	12,81	319
9	5	3	АС 150/24	64	2	0,204	0,42	2,707	6,5	13,44	346,4
10	8	3	АС 120/19	88	1	0,244	0,427	2,658	21,47	37,57	233,904
11	3	10	АС 150/24	60	1	0,204	0,42	2,707	12,24	25,2	162,2
12	10	11	АС 150/24	40	2	0,204	0,42	2,707	4,08	8,4	216,6
13	11	8	АС 150/24	50	1	0,204	0,42	2,707	10,2	21	135,5
14	8	10	АС 150/24	40	1	0,204	0,42	2,707	8,16	16,8	108,3
15	3	7	АС 150/24	50	1	0,204	0,42	2,707	10,2	21	135,5
16	7	10	АС 150/24	50	1	0,204	0,42	2,707	10,2	21	135,5
17	5	8	АС 150/24	25	1	0,204	0,42	2,707	5,1	10,5	67,675

13.03.02.2017.013.13 ПЗ

Лист

15

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

Таблица 5 – Токи в ветвях, потери, потоки мощностей

Тип	№ Нач	№ Кон	Название	I, А	dP, МВт	dQ, МВар	Поток нач.	Поток кон.
ЛЭП	1	2	Звезда – Плутон	25	0,01	25	1.3+J0.9	1.3+J0.9
ЛЭП	1	13	Звезда – Шины 35кВ	51	0,06	51	2.7+J1.6	2.8+J1.7
ЛЭП	2	13	Плутон – Шины 35кВ	132	0,11	132	7.3+J4	7.4+J4.1
ЛЭП	3	10	Мирная – Космос	47	0,14	47	6.6+J4.2	6.7+J6.5
ЛЭП	3	8	Мирная – Сибирская	23	0,03	23	2–J4.2	2–J2.3
ЛЭП	3	16	Мирная – Шины 110кВ	168	1,42	168	28.2+J17.3	28.2+J15.9
ЛЭП	3	17	Мирная – ЭС2	81	0,38	81	9.4+J11.1	9.5+J13.3
ЛЭП	5	3	Топаз – Мирная	75	0,18	75	8.2+J7.7	8.3+J12.3
ЛЭП	6	8	Орбита – Сибирская	68	0,11	68	13.1–J0.9	13.2+J2
ЛЭП	6	17	Орбита – ЭС2	129	0,81	129	15.1+J18.9	15.5+J21.1
ЛЭП	6	5	Орбита – Топаз	26	0,03	26	3.2+J4	3.1+J2.6
ЛЭП	7	3	Гранит – Мирная	139	1,16	139	19.1+J21.4	18.6+J18.4
ЛЭП	7	10	Гранит – Космос	89	0,45	89	10.9+J14.6	10.7+J12.3
ЛЭП	8	12	Сибирская – Факел	114	0,43	114	11.9–J19	12.1–J14.5
ЛЭП	8	10	Сибирская – Космос	75	0,26	75	6.7+J11.7	6.8+J13.3
ЛЭП	8	5	Сибирская – Топаз	54	0,14	54	9.7+J4.3	9.7+J2.8
ЛЭП	10	11	Космос – ЭС1	301	2,22	301	50.9+J29.1	51.9+J34.3
ЛЭП	11	8	ЭС1 – Сибирская	174	1,83	174	26.2+J24.6	25.3+J21
Тр–р	11	14	ЭС1 – Блок 1	346	6,88	346	59+J40.5	59.2+J47.4
Тр–р	11	15	ЭС1 – Блок 2	129	0,95	129	19.2+J18.4	19.2+J19.4
Тр–р	16	4	Ш.110кВ – Ш.10кВ	107	0,39	107	18+J10.1	18+J9.7
Тр–р	16	13	Ш.110кВ – Ш.35кВ	61	0,01	61	10.2+J5.8	10.2+J5.8

Таблица 6 – Напряжения в узлах.

№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ
1	Звезда	35	36,13	10	Космос	110	115,44
2	Плутон	35	36,39	11	ЭС1	110	119,49
3	Мирная	110	113,55	12	Факел	110	112
4	Шины – 10кВ	10	10,55	13	Шины – 35кВ	35	37,05
5	Топаз	110	111,89	14	Блок 1	10	11,02
6	Орбита	110	112,61	15	Блок 2	10	10,67
7	Гранит	110	118,79	16	Шины – 110кВ	110	110,97
8	Сибирская	110	113,12	17	ЭС2	110	116,62

Анализ полученных данных:

1) В узле № 7 и № 11 наблюдается повышение напряжения на 7,9% и 8,6% соответственно выше номинального. Это нужно учесть при подключении новых потребителей.

					13.03.02.2017.013.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
					17	

2) Самой загруженной линией с маркой провода АС 150/24 является ветвь 10–11. Нужно учесть, что данная линия является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из-за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 245 А, значит $I_{ав} < I_{дл.доп}$ (для АС–150/24 $I_{дл.доп} = 450А$). Из этого следует, что в дальнейшем нам можно использовать дальше эту и другие линии с данной маркой провода. Реконструкция не требуется.

3) Самой загруженной линией с маркой провода АС 120/19 является ветвь 8–12. Нужно учесть, что данная линия является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из-за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 112 А, значит $I_{ав} < I_{дл.доп}$ (для АС–120/19 $I_{дл.доп} = 390А$). Из этого следует, что в дальнейшем нам можно использовать дальше эту и другие линии с данной маркой провода. Реконструкция не требуется.

4) Самой загруженной линией с маркой провода АС 70/11 является ветвь 2–13. По данной линии течет ток величиной 132 А, значит $I < I_{дл.доп}$ (для АС–70/11 $I_{дл.доп} = 265А$). Из этого следует, что в дальнейшем нам можно использовать дальше эту и другие линии с данной маркой провода. Реконструкция не требуется.

5) Потери во всей системе $dP=4,52$ МВт $dQ=17,99$ МВар

					<i>13.03.02.2017.013.13 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

3 Варианты развития энергосистемы

3.1 Вариант №1

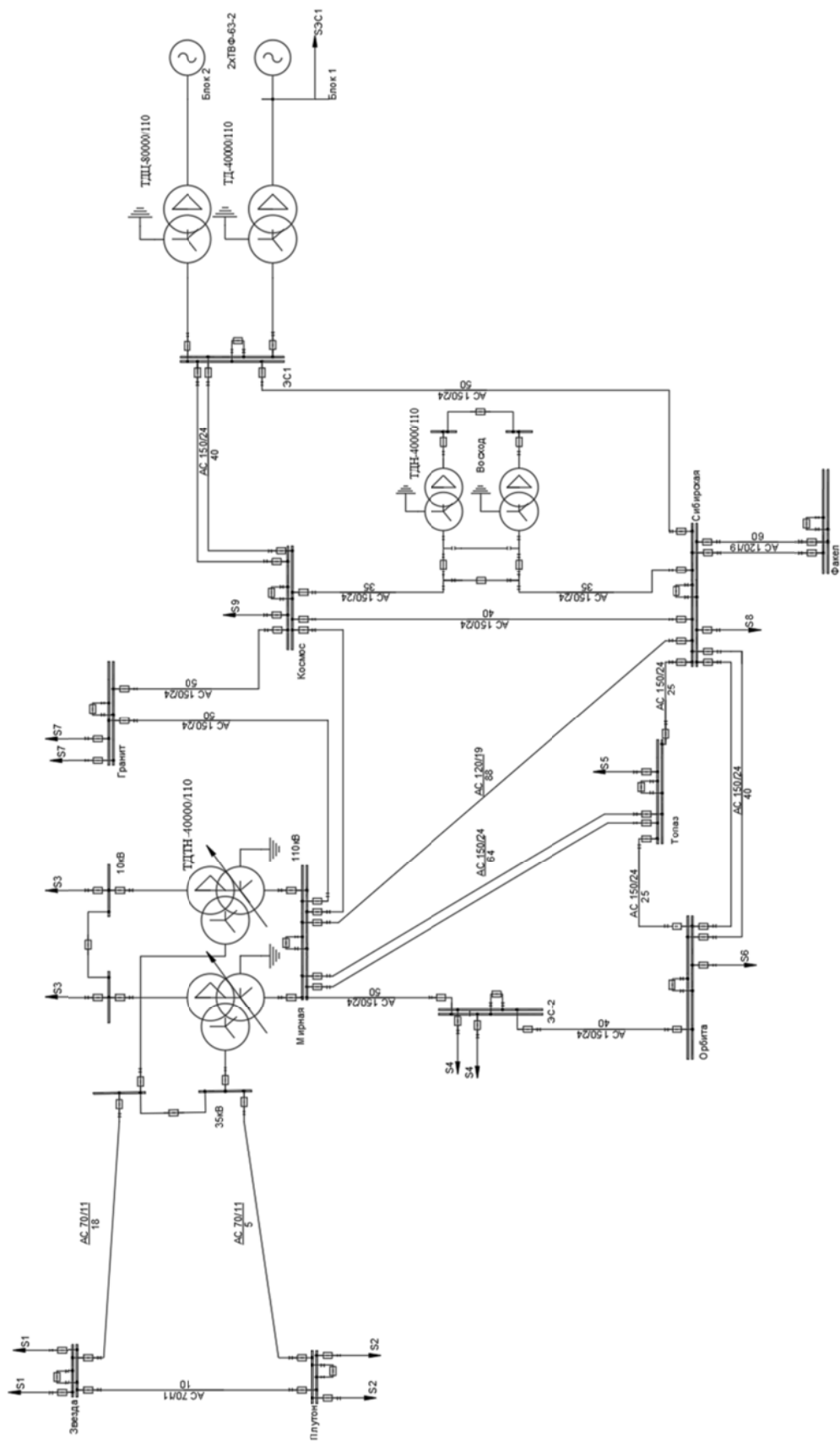


Рис 3 – 1 вариант подключения подстанции «Восход»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.013.13 ПЗ

Таблица 7 – Токи в ветвях, потери, потоки мощностей

Тип	№ Нач	№ Кон	Название	I, А	dP, МВт	dQ, МВар	Поток нач.	Поток кон.
ЛЭП	1	2	Звезда – Плутон	25	0,01	0,01	1.3+J0.9	1.3+J0.9
ЛЭП	3	10	Мирная – Космос	21	0,01	0,02	2.3+J1.3	2.3+J3.4
ЛЭП	3	8	Мирная – Сибирская	28	0,03	0,05	4.9–J2.4	4.9–J0.5
ЛЭП	6	8	Орбита – Сибирская	80	0,08	0,15	15.2+J0.6	15.3+J3.5
ЛЭП	11	8	ЭС1 – Сибирская	138	0,55	1,14	20+J20.1	19.5+J17.1
ЛЭП	2	13	Плутон – Шины 35кВ	132	0,11	0,11	7.3+J4	7.4+J4.1
ЛЭП	1	13	Звезда – Шины 35кВ	51	0,06	0,06	2.7+J1.6	2.8+J1.7
Тр–р	11	14	ЭС1 – Блок 1	347	0,26	6,95	59+J40.4	59.2+J47.4
Тр–р	11	15	ЭС1 – Блок 2	129	0,04	0,96	19.2+J18.4	19.2+J19.4
Тр–р	16	4	Ш.110кВ–Ш.10кВ	107	0,01	0,39	18+J10.1	18+J9.7
ЛЭП	3	16	Мирная – Шины10кВ	168	0,03	1,43	28.2+J17.3	28.2+J15.9
Тр–р	16	13	Ш.110кВ – Ш.35кВ	61	0,00		10.2+J5.8	10.2+J5.8
ЛЭП	10	11	Космос – ЭС1	340	1,38	2,84	56.7+J33	58.1+J38.8
ЛЭП	8	12	Сибирская – Факел	324	2,27	3,96	62.6+J7.4	64.8+J15.7
ЛЭП	8	10	Сибирская – Космос	35	0,03	0,05	3.8–J4.4	3.7–J5.9
ЛЭП	3	17	Мирная – ЭС2	89	0,22	0,46	10.7+J12	10.9+J14.3
ЛЭП	6	17	Орбита – ЭС2	121	0,34	0,71	13.8+J18	14.1+J20.1
ЛЭП	6	5	Орбита – Топаз	31	0,02	0,04	4+J4.5	4+J3.1
ЛЭП	8	5	Сибирская – Топаз	66	0,10	0,21	11.6+J5.7	11.5+J4.1
ЛЭП	5	3	Топаз – Мирная	60	0,05	0,10	5.5+J5.8	5.6+J10.3
ЛЭП	7	3	Гранит – Мирная	124	0,45	0,92	16.4+J19.5	16+J16.7
ЛЭП	7	10	Гранит – Космос	105	0,31	0,64	13.6+J16.5	13.3+J14.1
ЛЭП	10	9	Космос – Восход	144	0,43	0,89	23.4+J16.2	23+J14.1
ЛЭП	8	9	Сибирская – Восход	149	0,47	0,97	27.5+J10.5	27+J8.4

Таблица 8 – Напряжения в узлах

№	Название	U _{ном.} , кВ	U, кВ	№	Название	U _{ном.} , кВ	U, кВ
1	Звезда	35	36,10	10	Космос	110	114,22
2	Плутон	35	36,36	11	ЭС1	110	118,81
3	Мирная	110	113,45	12	Факел	110	119,00
4	Шины – 10кВ	10	10,54	13	Шины – 35кВ	35	37,02
5	Топаз	110	112,17	14	Блок 1	10	10,97
6	Орбита	110	113,03	15	Блок 2	10	10,61
7	Гранит	110	118,16	16	Шины – 110кВ	110	110,87
8	Сибирская	110	113,73	17	ЭС2	110	116,80
9	Восход	110	110,76				

Определим расчетные токи для ЛЭП подстанции Восход

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (6)$$

$$S = \sqrt{50^2 + 22,5^2} = 54,83 \text{ МВА}$$

С учетом отказа одной линии:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (7)$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{54,83}{\sqrt{3} \cdot 110} = 287,8 \text{ А}$$

Найдем экономическую площадь сечения провода:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{макс}}}{n \cdot j_{\text{К}}} \quad (8)$$

$j_{\text{К}}$ – Коэффициент нормированного значения экономической плотности тока

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{287,8}{2 \cdot 1}$$

Исходя из значения $F_{\text{ЭК}}$ выбираем провод АС150/24

Сведем расчетные данные о выбранных ЛЭП в таблицу 9:

Таблица 9 – Данные о выбранных ЛЭП:

№ ЛЭП	Тип провода	L, км	n	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , 10^{-6} См/км	$r_{\text{л}}$, Ом	$x_{\text{л}}$, Ом	$b_{\text{л}}$, 10^{-6} См
1	АС150/24	35	1	0,204	0,420	2,707	7,14	14,7	94,745
2	АС150/24	35	1	0,204	0,420	2,707	7,14	14,7	94,745

Анализ полученных данных:

1) В узле № 11 с $U_{\text{ном}}$ 110кВ наблюдается наибольшее повышение напряжения на 8 % выше номинального. В узле № 13 с $U_{\text{ном}}$ 35кВ наблюдается наибольшее повышение напряжения на 5,77 % выше номинального. В узле № 14 с $U_{\text{ном}}$ 10,5кВ наблюдается наибольшее повышение напряжения на 4,47 % выше номинального. Данные напряжения соответствуют рабочему режиму.

2) Самой загруженной линией с маркой провода АС 150/24 является ветвь 10–11. Нужно учесть, что данная линии является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из-за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 273 А, значит $I_{\text{ав}} < I_{\text{дл.доп}}$ (для АС–150/24 $I_{\text{дл.доп}} = 450\text{А}$).

3) Самой загруженной линией с маркой провода АС 120/19 является ветвь 10–11. Нужно учесть, что данная линии является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из-за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 333 А, значит $I_{\text{ав}} < I_{\text{дл.доп}}$ (для АС–120/19 $I_{\text{дл.доп}} = 390\text{А}$).

4) Самой загруженной линией с маркой провода АС 70/11 является ветвь 2–13. По данной линии течет ток величиной 132 А, значит $I < I_{\text{дл.доп}}$ (для АС–70/11 $I_{\text{дл.доп}} = 265\text{А}$).

5) Потери во всей системе $dP=6,79$ МВт $dQ=23,06$ МВар. Увеличение потерь активной мощности на 50,2%, реактивной на 28,1%

										Лист
										22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.013.13 ПЗ

3.2 Вариант №2

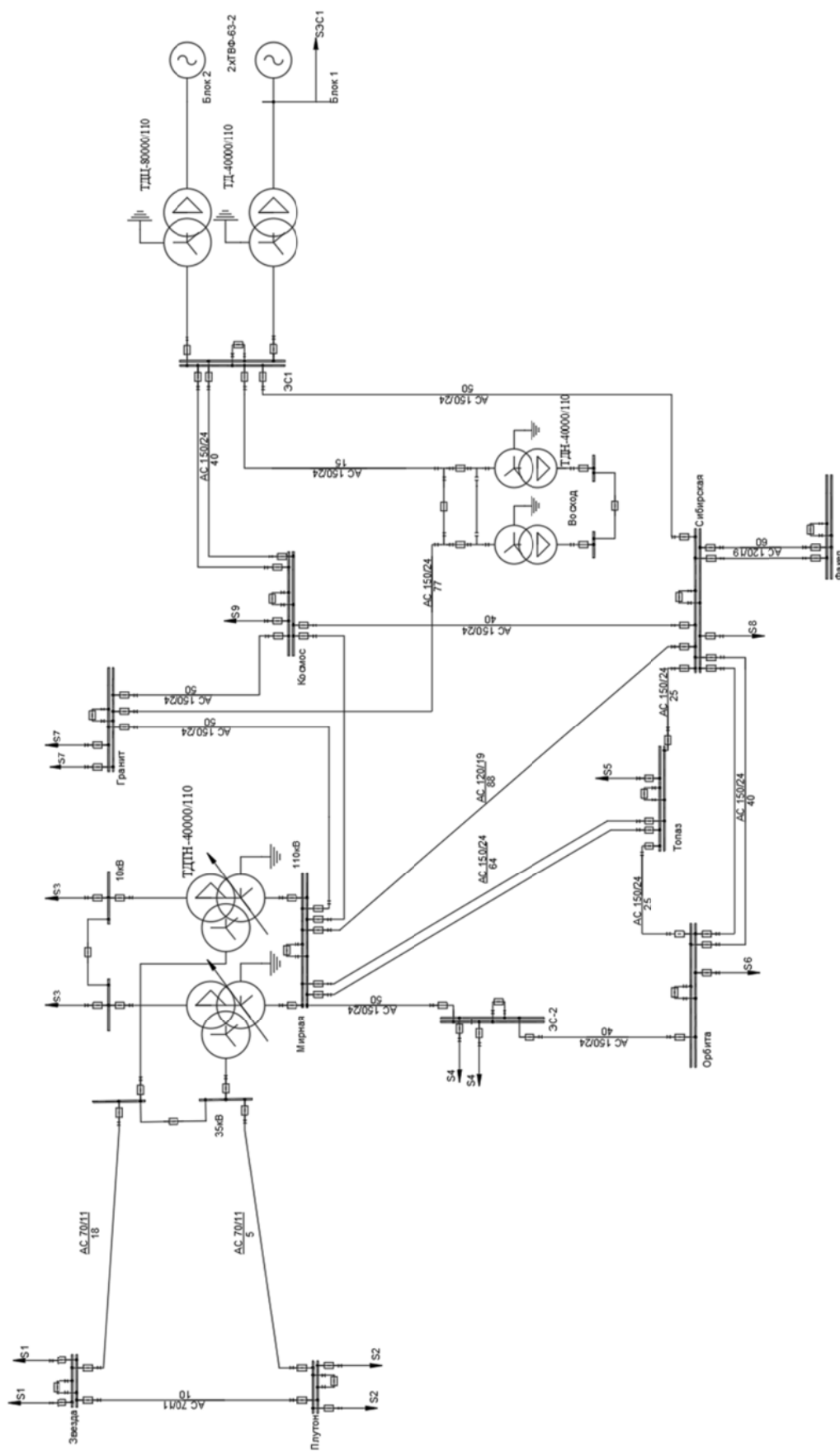


Рис. 5 – 2 вариант подключения подстанции «Восход»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.013.13 ПЗ

Лист

23

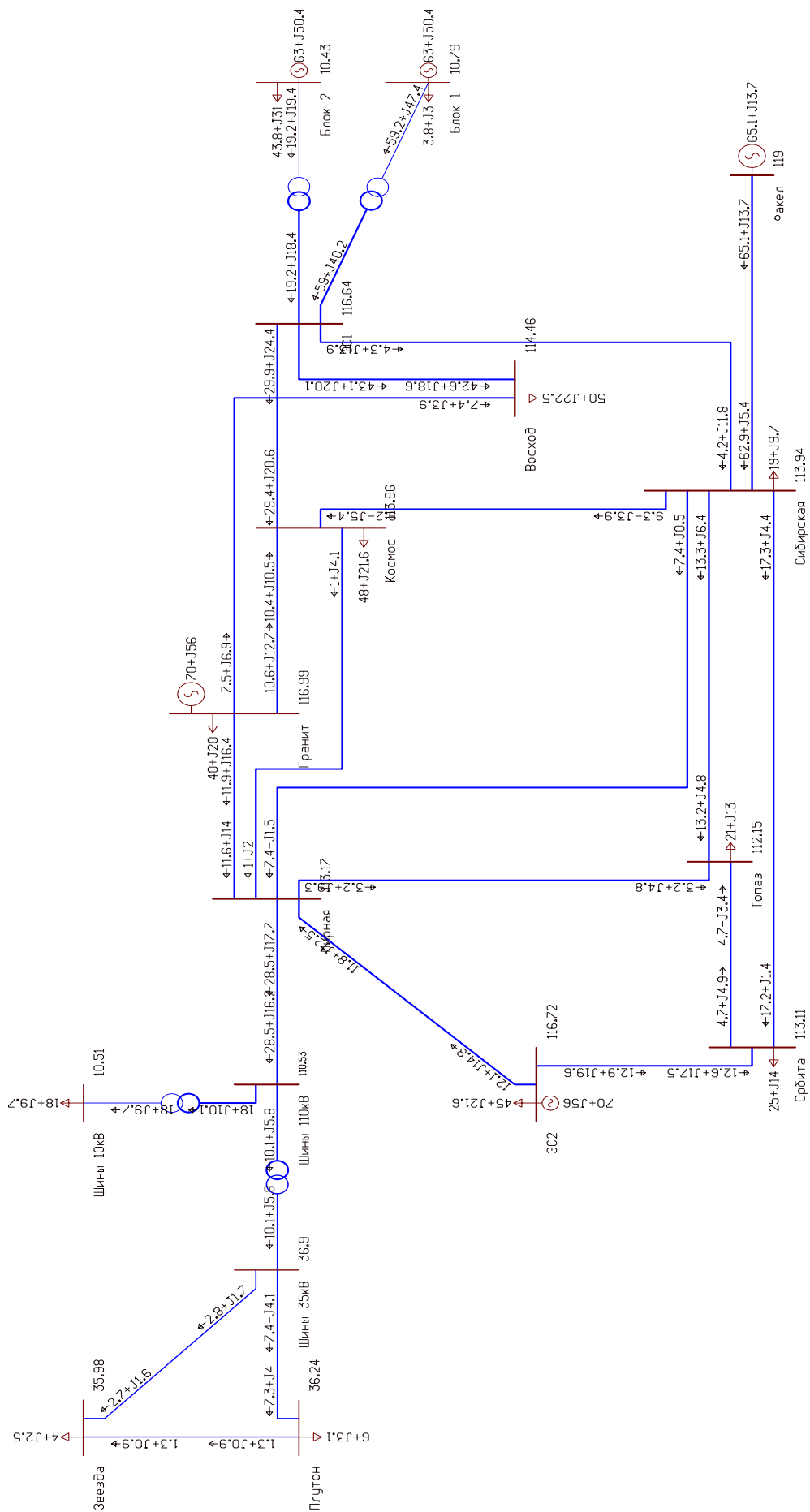


Рис. 6 – Установившийся режим 2 варианта

											Лист
											24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							13.03.02.2017.013.13 ПЗ

Таблица 10 – Токи в ветвях, потери, потоки мощностей

Тип	№ Нач.	№ Кон.	Название	I, А	dP, МВт	dQ, МВар	Поток нач.	Поток кон.
ЛЭП	1	2	Звезда – Плутон	25	0,01	0,01	1.3+J0.9	1.3+J0.9
ЛЭП	3	10	Мирная – Космос	21	0,01	0,02	1+J2	1+J4.1
ЛЭП	3	8	Мирная – Сибирская	38	0,06	0,10	7.4–J1.5	7.4+J0.5
ЛЭП	6	8	Орбита – Сибирская	90	0,10	0,20	17.2+J1.4	17.3+J4.4
ЛЭП	11	8	ЭС1 – Сибирская	72	0,14	0,29	4.3+J13.9	4.2+J11.8
ЛЭП	2	13	Плутон – Шины 35кВ	133	0,11	0,11	7.3+J4	7.4+J4.1
ЛЭП	1	13	Звезда – Шины 35кВ	51	0,06	0,06	2.7+J1.6	2.8+J1.7
Тр–р	11	14	ЭС1 – Блок 1	353	0,27	7,19	59+J40.2	59.2+J47.4
Тр–р	11	15	ЭС1 – Блок 2	132	0,04	1,00	19.2+J18.4	19.2+J19.4
Тр–р	16	4	Ш.110кВ–Ш.10кВ	108	0,01	0,39	18+J10.1	18+J9.7
ЛЭП	3	16	Мирная – Шины 10кВ	171	0,04	1,47	28.5+J17.7	28.5+J16.2
Тр–р	16	13	Ш.110кВ – Ш.35кВ	61	0,00		10.1+J5.8	10.1+J5.8
ЛЭП	10	11	Космос – ЭС1	191	0,42	0,87	29.4+J20.6	29.9+J24.4
ЛЭП	8	12	Сибирская – Факел	323	2,26	3,95	62.9+J5.4	65.1+J13.7
ЛЭП	8	10	Сибирская – Космос	54	0,07	0,14	9.3–J3.9	9.2–J5.4
ЛЭП	3	17	Мирная – ЭС2	95	0,25	0,52	11.8+J12.5	12.1+J14.8
ЛЭП	6	17	Орбита – ЭС2	116	0,31	0,64	12.6+J17.5	12.9+J19.6
ЛЭП	6	5	Орбита – Топаз	34	0,03	0,05	4.7+J4.9	4.7+J3.4
ЛЭП	8	5	Сибирская – Топаз	75	0,13	0,27	13.3+J6.4	13.2+J4.8
ЛЭП	5	3	Топаз – Мирная	50	0,03	0,06	3.2+J4.8	3.2+J9.3
ЛЭП	7	3	Гранит – Мирная	100	0,28	0,58	11.9+J16.4	11.6+J14
ЛЭП	7	10	Гранит – Космос	82	0,19	0,38	10.6+J12.7	10.4+J10.5
ЛЭП	11	9	ЭС1 – Восход	235	0,51	1,04	43.1+J20.1	42.6+J18.6
ЛЭП	7	9	Гранит – Восход	51	0,10	0,21	7.5+J6.9	7.4+J3.9

Таблица 11 – Напряжения в узлах

№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ
1	Звезда	35	35,98	10	Космос	110	113,96
2	Плутон	35	36,24	11	ЭС1	110	116,64
3	Мирная	110	113,17	12	Факел	110	119,00
4	Шины – 10кВ	10	10,51	13	Шины – 35кВ	35	36,90
5	Топаз	110	112,15	14	Блок 1	10	10,79
6	Орбита	110	113,11	15	Блок 2	10	10,43
7	Гранит	110	116,99	16	Шины – 110кВ	110	110,53
8	Сибирская	110	113,94	17	ЭС2	110	116,72
9	Восход	110	114,46				

Для данного случая так же используем марку провода АС150/24

Сведем расчетные данные о выбранных ЛЭП в таблицу 12

Таблица – 12 Данные о выбранных ЛЭП:

№ ЛЭП	Тип провода	L, км	n	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , 10^{-6} См/км	r_L , Ом	x_L , Ом	b_L , 10^{-6} См
1	АС150/24	77	1	0,204	0,420	2,707	15,708	32,34	208,439
2	АС150/24	15	1	0,204	0,420	2,707	3,06	6,3	40,605

Анализ полученных данных:

1) В узле № 7 наблюдается наибольшее повышение напряжения на 6,35% выше номинального. В узле № 13 с номинальным напряжением 35кВ наблюдается наибольшее повышение напряжения на 5,42 % выше номинального. В узле № 14 с номинальным напряжением 10,5кВ наблюдается наибольшее повышение напряжения на 2,76 % выше номинального. Данные напряжения соответствуют рабочему режиму. Соответственно все остальные узлы удовлетворяют нашим требованиям.

2) Самой загруженной линией с маркой провода АС 150/24 является ветвь 11–9. Данная линия является одноцепной, по ней потечет ток величиной 235 А, значит $I < I_{дл.доп}$ (для АС–150/24 $I_{дл.доп} = 450А$). Из этого следует, что в дальнейшем нам можно использовать дальше эту и другие линии с данной маркой провода. Реконструкция не требуется.

3) Самой загруженной линией с маркой провода АС 120/19 является ветвь 8–12. Нужно учесть, что данная линия является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из-за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 323 А, значит $I_{ав} < I_{дл.доп}$ (для АС–120/19 $I_{дл.доп} = 390А$). Из этого следует, что в дальнейшем нам можно использовать дальше эту и другие линии с данной маркой провода. Реконструкция не требуется.

4) Самой загруженной линией с маркой провода АС 70/11 является ветвь 2–13. По данной линии течет ток величиной 133 А, значит $I < I_{дл.доп}$ (для АС–70/11 $I_{дл.доп} = 265А$). Из этого следует, что в дальнейшем нам можно использовать дальше эту и другие линии с данной маркой провода. Реконструкция не требуется.

5) Потери в новых линиях составляют $dP=0,61$ МВт $dQ=1,25$ МВар

6) Потери во всей системе $dP=5,33$ МВт $dQ=19,55$ МВар. Увеличение потерь активной мощности на 17,92%, реактивной на 8,67%

									Лист
									26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2017.013.13 ПЗ

3.3 Вариант №3

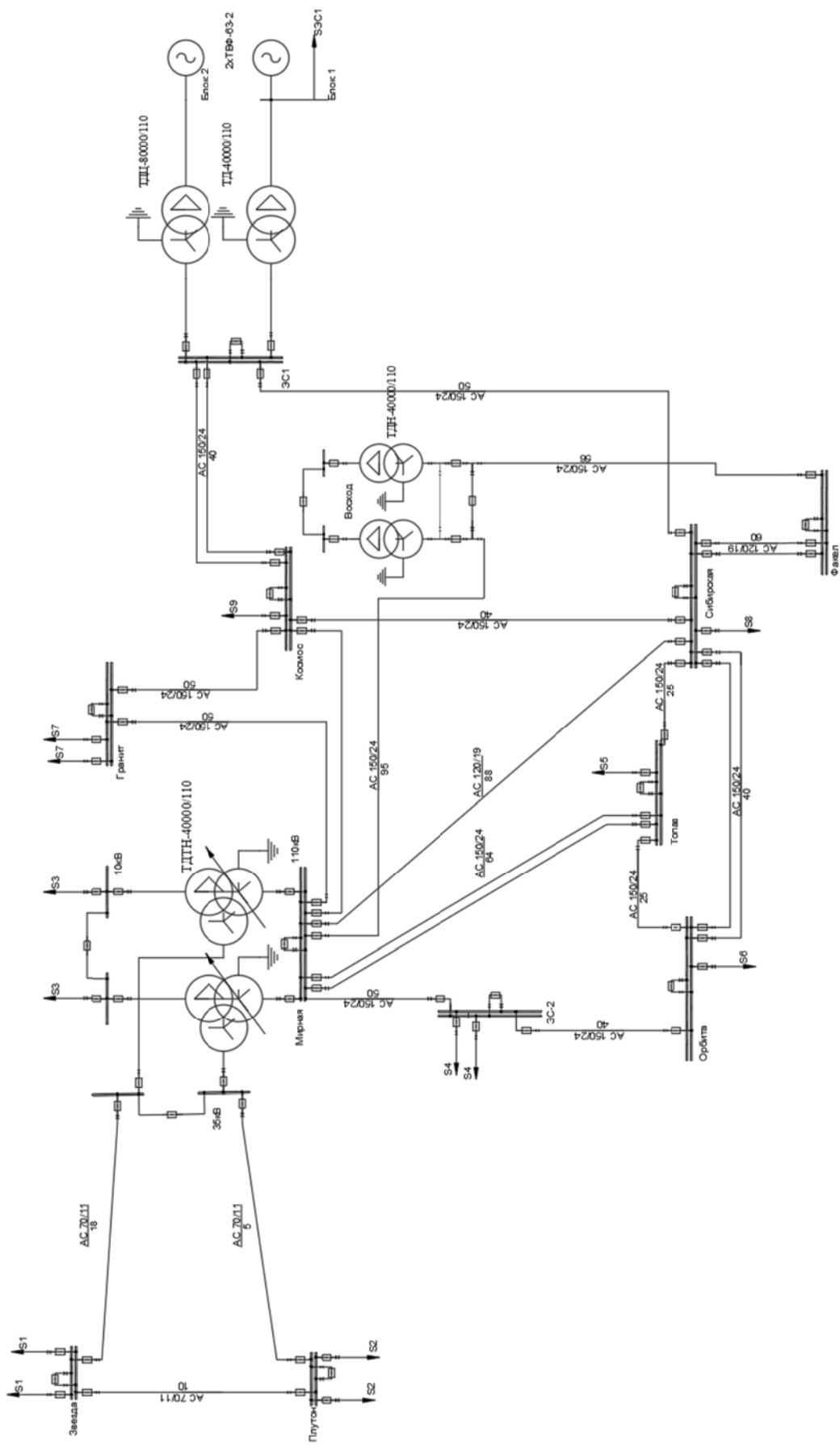


Рис. 7 – 3 вариант подключения подстанции «Восход»

					13.03.02.2017.013.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

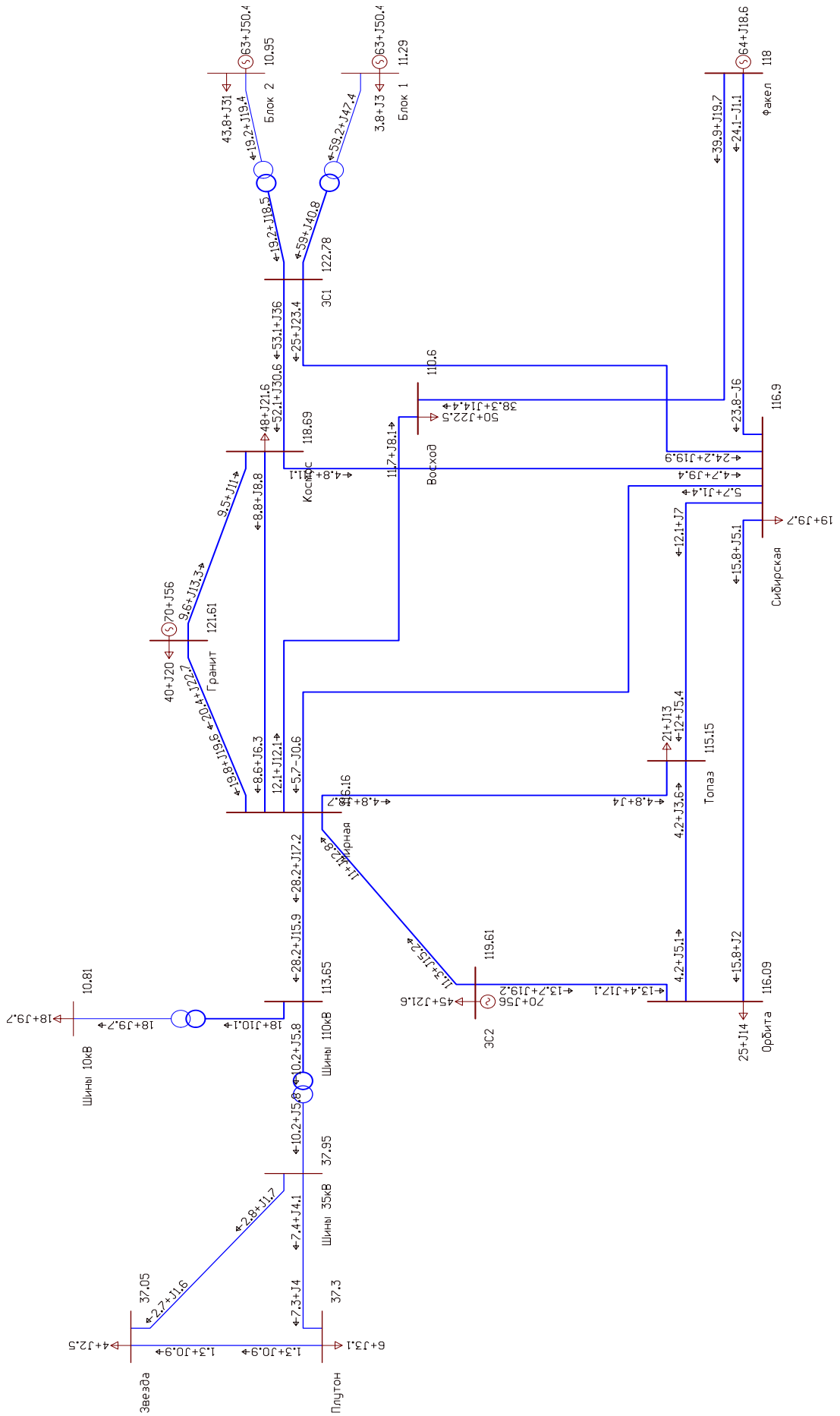


Рис. 8 – Установившийся режим 3 варианта

Таблица 13 – Токи в ветвях, потери, потоки мощностей

Тип	№ Нач.	№ Кон.	Название	I, А	dP, МВт	dQ, МВар	Поток нач.	Поток кон.
ЛЭП	1	2	Звезда – Плутон	25	0,01	0,01	1.3+J0.9	1.3+J0.9
ЛЭП	3	10	Мирная – Космос	60	0,12	0,24	8.6+J6.3	8.8+J8.8
ЛЭП	3	8	Мирная – Сибирская	29	0,03	0,06	5.7–J0.6	5.7+J1.4
ЛЭП	6	8	Орбита – Сибирская	82	0,08	0,16	15.8+J2	15.8+J5.1
ЛЭП	11	8	ЭС1 – Сибирская	161	0,76	1,57	25+J23.4	24.2+J19.9
ЛЭП	2	13	Плутон – Шины 35кВ	129	0,10	0,11	7.3+J4	7.4+J4.1
ЛЭП	1	13	Звезда – Шины 35кВ	50	0,06	0,06	2.7+J1.6	2.8+J1.7
Тр–р	11	14	ЭС1 – Блок 1	337	0,24	6,55	59+J40.8	59.2+J47.4
Тр–р	11	15	ЭС1 – Блок 2	125	0,03	0,90	19.2+J18.5	19.2+J19.4
Тр–р	16	4	Ш.110кВ–Ш.10кВ	105	0,01	0,37	18+J10.1	18+J9.7
ЛЭП	3	16	Мирная – Шины 10кВ	164	0,03	1,36	28.2+J17.2	28.2+J15.9
Тр–р	16	13	Ш.110кВ – Ш.35кВ	60	0,00		10.2+J5.8	10.2+J5.8
ЛЭП	10	11	Космос – ЭС1	302	1,08	2,23	52.1+J30.6	53.1+J36
ЛЭП	8	12	Сибирская – Факел	121	0,31	0,54	23.8–J6	24.1–J1.1
ЛЭП	8	10	Сибирская – Космос	59	0,08	0,15	4.7+J9.4	4.8+J11.1
ЛЭП	3	17	Мирная – ЭС2	91	0,23	0,48	11+J12.8	11.3+J15.2
ЛЭП	6	17	Орбита – ЭС2	114	0,30	0,62	13.4+J17.1	13.7+J19.2
ЛЭП	6	5	Орбита – Топаз	33	0,02	0,05	4.2+J5.1	4.2+J3.6
ЛЭП	8	5	Сибирская – Топаз	69	0,11	0,23	12.1+J7	12+J5.4
ЛЭП	5	3	Топаз – Мирная	50	0,03	0,06	4.8+J4	4.8+J8.7
ЛЭП	7	3	Гранит – Мирная	145	0,61	1,26	20.4+J22.7	19.8+J19.6
ЛЭП	7	10	Гранит – Космос	78	0,17	0,35	9.6+J13.3	9.5+J11
ЛЭП	3	9	Мирная – Восход	85	0,37	0,75	12.1+J12.1	11.7+J8.1
ЛЭП	12	9	Факел – Восход	217	1,59	3,27	39.9+J19.7	38.3+J14.4

Таблица 14 – Напряжения в узлах

№	Название	U _{ном.} , кВ	U, кВ	№	Название	U _{ном.} , кВ	U, кВ
1	Звезда	35	37,05	10	Космос	110	118,69
2	Плутон	35	37,30	11	ЭС1	110	122,78
3	Мирная	110	116,16	12	Факел	110	118,00
4	Шины – 10кВ	10	10,81	13	Шины – 35кВ	35	37,95
5	Топаз	110	115,15	14	Блок 1	10	11,29
6	Орбита	110	116,09	15	Блок 2	10	10,95
7	Гранит	110	121,61	16	Шины – 110кВ	110	113,65
8	Сибирская	110	116,90	17	ЭС2	110	119,61
9	Восход	110	110,60				

Для данного случая так же используем марку провода АС150/24

Сведем расчетные данные о выбранных ЛЭП в таблицу 15

Таблица 15 – Данные о выбранных ЛЭП:

№ ЛЭП	Тип провода	L, км	n	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , 10^{-6} См/км	$r_{л}$, Ом	$x_{л}$, Ом	$b_{л}$, 10^{-6} См
1	АС150/24	95	1	0,204	0,420	2,707	19,38	39,9	257,165
2	АС150/24	56	1	0,204	0,420	2,707	11,424	23,52	151,592

Анализ полученных данных:

1) В узле № 11 наблюдается наибольшее повышение напряжения на 11,61 % выше номинального. В узле № 13 с номинальным напряжением 35кВ наблюдается наибольшее повышение напряжения на 8,42 % выше номинального. В узле № 14 с номинальным напряжением 10,5кВ наблюдается наибольшее повышение напряжения на 7,52 % выше номинального. Данные напряжения соответствуют рабочему режиму. Соответственно все остальные узлы удовлетворяют нашим требованиям.

2) Самой загруженной линией с маркой провода АС 150/24 является ветвь 10–11. Данная линия является одноцепной, по ней потечет ток величиной 246 А, значит $I < I_{дл.доп}$ (для АС–150/24 $I_{дл.доп} = 450А$). Из этого следует, что в дальнейшем нам можно использовать дальше эту и другие линии с данной маркой провода. Реконструкция не требуется.

3) Самой загруженной линией с маркой провода АС 120/19 является ветвь 8–12. Нужно учесть, что данная линия является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из-за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 115 А, значит $I_{ав} < I_{дл.доп}$ (для АС–120/19 $I_{дл.доп} = 390А$). Из этого следует, что в дальнейшем нам можно использовать дальше эту и другие линии с данной маркой провода. Реконструкция не требуется.

4) Самой загруженной линией с маркой провода АС 70/11 является ветвь 2–13. По данной линии течет ток величиной 129 А, значит $I < I_{дл.доп}$ (для АС–70/11 $I_{дл.доп} = 265А$). Из этого следует, что в дальнейшем нам можно использовать дальше эту и другие линии с данной маркой провода. Реконструкция не требуется.

5) Потери в новых линиях составляют $dP=1,96$ МВт $dQ=4,02$ МВар

6) Потери во всей системе $dP=4,78$ МВт $dQ=21,38$ МВар. Увеличение потерь активной мощности на 5,75%, реактивной на 18,8%

										Лист
										30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.013.13 ПЗ

3.4 Вариант №4

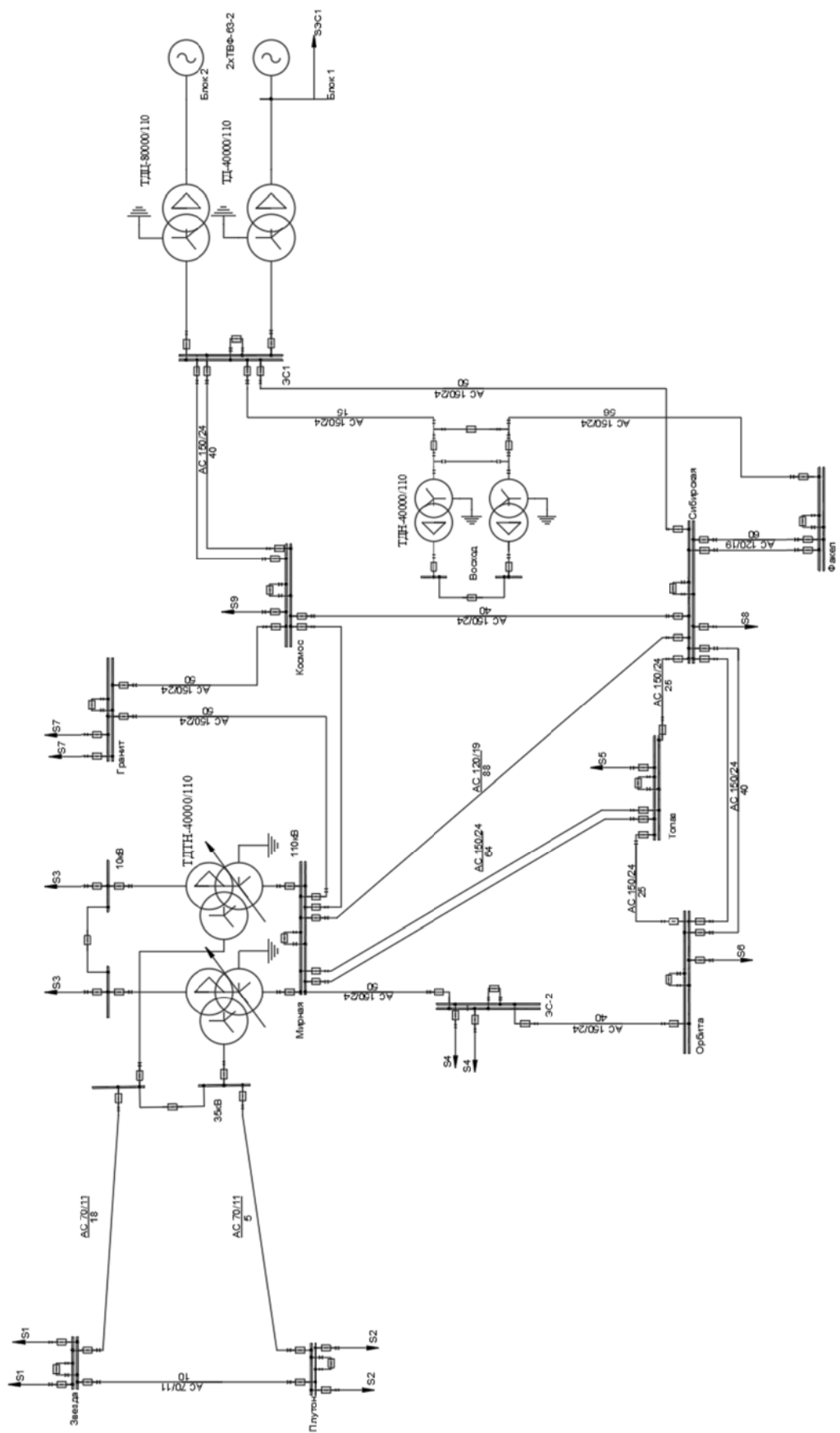


Рис. 9 – 4 вариант подключения подстанции «Восход»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.013.13 ПЗ

Лист

31

Таблица 16 – Токи в ветвях, потери, потоки мощностей

Тип	№ Нач.	№ Кон.	Название	I, А	dP, МВт	dQ, МВар	Поток нач.	Поток кон.
ЛЭП	1	2	Звезда – Плутон	25	0,01	0,01	1.3+J0.9	1.3+J0.9
ЛЭП	3	10	Мирная – Космос	23	0,01	0,03	2.8+J1.4	2.8+J3.5
ЛЭП	3	8	Мирная – Сибирская	26	0,02	0,04	4.5–J2.4	4.6–J0.5
ЛЭП	6	8	Орбита – Сибирская	78	0,07	0,15	15+J0.5	15+J3.5
ЛЭП	11	8	ЭС1 – Сибирская	88	0,22	0,45	12.2+J13.1	11.9+J10.8
ЛЭП	2	13	Плутон – Шины 35кВ	132	0,11	0,11	7.3+J4	7.4+J4.1
ЛЭП	1	13	Звезда – Шины 35кВ	51	0,06	0,06	2.7+J1.6	2.8+J1.7
Тр-р	11	14	ЭС1 – Блок 1	352	0,26	7,15	59+J40.3	59.2+J47.4
Тр-р	11	15	ЭС1 – Блок 2	131	0,04	0,99	19.2+J18.4	19.2+J19.4
Тр-р	16	4	Ш.110кВ–Ш.10кВ	107	0,01	0,39	18+J10.1	18+J9.7
ЛЭП	3	16	Мирная – Шины10кВ	168	0,03	1,42	28.2+J17.3	28.2+J15.9
Тр-р	16	13	Ш.110кВ – Ш.35кВ	61	0,00		10.2+J5.8	10.2+J5.8
ЛЭП	10	11	Космос – ЭС1	205	0,50	1,02	35.3+J17.1	35.8+J21
ЛЭП	8	12	Сибирская – Факел	210	0,95	1,66	40.6+J2.9	41.6+J8.8
ЛЭП	8	10	Сибирская – Космос	33	0,02	0,04	2.6–J4.6	2.5–J6
ЛЭП	3	17	Мирная – ЭС2	88	0,22	0,45	10.5+J12	10.7+J14.3
ЛЭП	6	17	Орбита – ЭС2	122	0,35	0,71	13.9+J18	14.3+J20.1
ЛЭП	6	5	Орбита – Топаз	30	0,02	0,04	3.9+J4.5	3.9+J3.1
ЛЭП	8	5	Сибирская – Топаз	64	0,10	0,20	11.4+J5.6	11.3+J4
ЛЭП	5	3	Топаз – Мирная	61	0,05	0,11	5.8+J5.9	5.9+J10.4
ЛЭП	7	3	Гранит – Мирная	125	0,46	0,94	16.7+J19.5	16.3+J16.8
ЛЭП	7	10	Гранит – Космос	103	0,30	0,63	13.3+J16.5	13+J14
ЛЭП	11	9	ЭС1 – Восход	192	0,34	0,69	30.2+J24.6	29.8+J23.3
ЛЭП	12	9	Факел – Восход	102	0,35	0,72	20.5+J1.9	20.2–J0.8

Таблица 17 – Напряжения в узлах

№	Название	U _{ном.} , кВ	U, кВ	№	Название	U _{ном.} , кВ	U, кВ
1	Звезда	35	36,12	10	Космос	110	114,35
2	Плутон	35	36,38	11	ЭС1	110	116,98
3	Мирная	110	113,52	12	Факел	110	117,00
4	Шины – 10кВ	10	10,55	13	Шины – 35кВ	35	37,04
5	Топаз	110	112,21	14	Блок 1	10	10,81
6	Орбита	110	113,06	15	Блок 2	10	10,45
7	Гранит	110	118,25	16	Шины – 110кВ	110	110,94
8	Сибирская	110	113,75	17	ЭС2	110	116,85
9	Восход	110	114,89				

Для данного случая так же используем марку провода АС150/24

Сведем расчетные данные о выбранных ЛЭП в таблицу 18

Таблица 18 – Данные о выбранных ЛЭП:

№ ЛЭП	Тип провода	L, км	n	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , 10^{-6} См/км	$r_{л}$, Ом	$x_{л}$, Ом	$b_{л}$, 10^{-6} См
1	АС150/24	15	1	0,204	0,420	2,707	3,06	6,3	40,605
2	АС150/24	56	1	0,204	0,420	2,707	11,424	23,52	151,592

Анализ полученных данных:

1) В узле № 7 наблюдается наибольшее повышение напряжения на 7,5% выше номинального. В узле № 13 с номинальным напряжением 35кВ наблюдается наибольшее повышение напряжения на 5,82 % выше номинального. В узле № 14 с номинальным напряжением 10,5кВ наблюдается наибольшее повышение напряжения на 2,95 % выше номинального. Данные напряжения соответствуют рабочему режиму. Соответственно все остальные узлы удовлетворяют нашим требованиям.

2) Самой загруженной линией с маркой провода АС 150/24 является ветвь 11–9. Данная линия является одноцепной, по ней потечет ток величиной 192 А, значит $I < I_{дл.доп}$ (для АС–150/24 $I_{дл.доп} = 450А$). Из этого следует, что в дальнейшем нам можно использовать дальше эту и другие линии с данной маркой провода. Реконструкция не требуется.

3) Самой загруженной линией с маркой провода АС 120/19 является ветвь 8–12. Нужно учесть, что данная линия является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из-за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 168 А, значит $I_{ав} < I_{дл.доп}$ (для АС–120/19 $I_{дл.доп} = 390А$). Из этого следует, что в дальнейшем нам можно использовать дальше эту и другие линии с данной маркой провода. Реконструкция не требуется.

4) Самой загруженной линией с маркой провода АС 70/11 является ветвь 2–13. По данной линии течет ток величиной 132 А, значит $I < I_{дл.доп}$ (для АС–70/11 $I_{дл.доп} = 265А$). Из этого следует, что в дальнейшем нам можно использовать дальше эту и другие линии с данной маркой провода. Реконструкция не требуется.

5) Потери в новых линиях составляют $dP=0,69$ МВт $dQ=1,41$ МВар

6) Потери во всей системе $dP=4,15$ МВт $dQ=18,01$ МВар. Увеличение потерь активной мощности на 8,2%, снижение потерь реактивной на 0,1%

										Лист
										34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.013.13 ПЗ

Таблица 19 – Токи в ветвях, потери, потоки мощностей

Тип	№ Нач.	№ Кон.	Название	I, А	dP, МВт	dQ, МВар	Поток нач.	Поток кон.
ЛЭП	1	2	Звезда – Плутон	25	0,01	0,01	1.3+J0.9	1.3+J0.9
ЛЭП	3	10	Мирная – Космос	18	0,01	0,01	0.2+J1.5	0.2+J3.6
ЛЭП	3	8	Мирная – Сибирская	35	0,04	0,08	6.2–J2.6	6.3–J0.6
ЛЭП	6	8	Орбита – Сибирская	85	0,09	0,18	16.3+J0.5	16.4+J3.4
ЛЭП	11	8	ЭС1 – Сибирская	67	0,12	0,25	2.7+J13.2	2.6+J11.2
ЛЭП	2	13	Плутон – Шины 35кВ	133	0,11	0,11	7.3+J4	7.4+J4.1
ЛЭП	1	13	Звезда – Шины 35кВ	51	0,06	0,06	2.7+J1.6	2.8+J1.7
Тр–р	11	14	ЭС1 – Блок 1	355	0,27	7,27	58.9+J40.1	59.2+J47.4
Тр–р	11	15	ЭС1 – Блок 2	132	0,04	1,01	19.2+J18.4	19.2+J19.4
Тр–р	16	4	Ш.110кВ–Ш.10кВ	108	0,01	0,39	18+J10.1	18+J9.7
ЛЭП	3	16	Мирная – Шины 10кВ	169	0,03	1,44	28.2+J17.3	28.2+J15.9
Тр–р	16	13	Ш.110кВ – Ш.35кВ	61	0,00		10.2+J5.8	10.2+J5.8
ЛЭП	10	11	Космос – ЭС1	163	0,31	0,63	24.7+J17.5	25.1+J21
ЛЭП	8	12	Сибирская – Факел	311	2,10	3,67	60.6+J2.1	62.7+J10.1
ЛЭП	8	10	Сибирская – Космос	55	0,07	0,14	9–J4.7	8.9–J6.3
ЛЭП	3	17	Мирная – ЭС2	91	0,23	0,48	11.3+J12	11.6+J14.2
ЛЭП	6	17	Орбита – ЭС2	120	0,34	0,69	13.1+J18	13.4+J20.2
ЛЭП	6	5	Орбита – Топаз	32	0,02	0,04	4.4+J4.5	4.4+J3.1
ЛЭП	8	5	Сибирская – Топаз	70	0,12	0,24	12.6+J5.6	12.4+J4
ЛЭП	5	3	Топаз – Мирная	57	0,04	0,09	4.2+J5.9	4.2+J10.4
ЛЭП	7	3	Гранит – Мирная	121	0,42	0,87	15.1+J19.6	14.7+J16.9
ЛЭП	7	10	Гранит – Космос	109	0,34	0,70	14.9+J16.4	14.5+J13.9
ЛЭП	11	9	ЭС1 – Восход	279	0,35	0,73	50.3+J24.3	50+J22.5

Таблица 20 – Напряжения в узлах

№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ
1	Звезда	35	35,95	10	Космос	110	113,61
2	Плутон	35	36,21	11	ЭС1	110	115,90
3	Мирная	110	113,03	12	Факел	110	118,00
4	Шины – 10кВ	10	10,50	13	Шины – 35кВ	35	36,87
5	Топаз	110	111,81	14	Блок 1	10	10,73
6	Орбита	110	112,70	15	Блок 2	10	10,36
7	Гранит	110	117,66	16	Шины – 110кВ	110	110,44
8	Сибирская	110	113,43	17	ЭС2	110	116,44
9	Восход	110	114,60				

13.03.02.2017.013.13 ПЗ

Лист

37

Для данного случая так же используем марку провода АС150/24

Сведем расчетные данные о выбранных ЛЭП в таблицу 21

Таблица 21 – Данные о выбранных ЛЭП:

№ ЛЭП	Тип провода	L, км	n	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , 10^{-6} См/км	$r_{л}$, Ом	$x_{л}$, Ом	$b_{л}$, 10^{-6} См
1	АС150/24	15	2	0,204	0,420	2,707	1,53	3,15	81,2

Анализ полученных данных:

1) В узле № 7 наблюдается наибольшее повышение напряжения на 6,9% выше номинального. В узле № 13 с номинальным напряжением 35кВ наблюдается наибольшее повышение напряжения на 5,34 % выше номинального. В узле № 14 с номинальным напряжением 10,5кВ наблюдается наибольшее повышение напряжения на 2,19 % выше номинального. Данные напряжения соответствуют рабочему режиму. Соответственно все остальные узлы удовлетворяют нашим требованиям. Данное напряжение соответствует рабочему режиму. Соответственно все остальные узлы удовлетворяют нашим требованиям.

2) Самой загруженной линией с маркой провода АС 150/24 является ветвь 11–9. Данная линия является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из-за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 281 А, значит $I < I_{дл.доп}$ (для АС–150/24 $I_{дл.доп} = 450А$). Из этого следует, что в дальнейшем нам можно использовать дальше эту и другие линии с данной маркой провода. Реконструкция не требуется.

3) Самой загруженной линией с маркой провода АС 120/19 является ветвь 8–12. Нужно учесть, что данная линии является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из-за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 318 А, значит $I_{ав} < I_{дл.доп}$ (для АС–120/19 $I_{дл.доп} = 390А$). Из этого следует, что в дальнейшем нам можно использовать дальше эту и другие линии с данной маркой провода. Реконструкция не требуется.

4) Самой загруженной линией с маркой провода АС 70/11 является ветвь 2–13. По данной линии течет ток величиной 133 А, значит $I < I_{дл.доп}$ (для АС–70/11 $I_{дл.доп} = 265А$). Из этого следует, что в дальнейшем нам можно использовать дальше эту и другие линии с данной маркой провода. Реконструкция не требуется.

5) Потери в новых линиях составляют $dP=0,7$ МВт $dQ=1,46$ МВар

6) Потери во всей системе $dP=5,13$ МВт $dQ=19,09$ МВар. Увеличение потерь активной мощности на 13,5%, реактивной на 6,1%

										Лист
										38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.013.13 ПЗ

4 Сравнение Вариантов. Расчет приведенных затрат

Оптимальное решения при проектировании, эксплуатации объектов энергетики означает, что заданный производственный эффект получается при минимальных затратах материальных и трудовых ресурсов. Для выбора оптимального варианта необходимо определить приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию энергетического оборудования по каждому из намеченных вариантов.

Опоры для линий 110кВ выберем стальные.

Расчет капитальных вложений производится методом укрупненных показателей. При сравнении вариантов не будем учитывать одинаковые для всех вариантов элементы. Капитальные вложения в схему, таким образом, определяются только количеством ячеек трансформаторов, ЛЭП и п/ст:

$$K = n_{iT} \cdot k_T + n_{iП} \cdot k_{П} + n_{iЛ110} \cdot k_{Л110} \quad (9)$$

где n_{iT} – число трансформаторов, используемых в данном варианте схемы;

k_T – капитальные вложения в ячейку одного трансформатора: $k_T = 8600$ тыс. руб.;

$n_{iП}$ – число п/ст, используемых в данном варианте схемы;

$k_{П}$ – капитальные вложения в одну п/ст: $k_{П} = 130000$ тыс. руб.;

$n_{iЛ110}$ – длина линий 110кВ, используемых в данном варианте схемы;

$k_{Л110}$ – капитальные вложения в 1км линии 110кВ: $k_{Л110} = 1050$ тыс. руб/км;

$$K_{3\text{вар}} = 2 \cdot 8600 + 1 \cdot 130000 + 151 \cdot 1050 = 305750 \text{ тыс.}$$

$$K_{4\text{вар}} = 2 \cdot 8600 + 1 \cdot 130000 + 71 \cdot 1050 = 221750 \text{ тыс.}$$

Годовые эксплуатационные издержки определим по формуле:

$$И = И_{АТ} + И_{АП} + И_{АЛ} + И_{от} + И_{оп} + И_{ол} + И_{п} \quad (10)$$

где $И_A = \alpha_{\%} K / 100$ – нормы отчислений на амортизацию;

$И_O = \beta_{\%} K / 100$ – нормы отчислений на издержки на обслуживание;

$И_{п}$ – нормы отчислений на издержки от потери электроэнергии в проектируемой установке .

Исходя из приведенных данных в справочнике:

$$\alpha_T = \alpha_L = \alpha_{П} = 5\% = 0,05$$

$$\beta_T = \beta_{П} = 5,9\% = 0,059$$

$$\beta_L = 0,8\% = 0,00$$

$$И_{п} = (\Delta P_{\text{проект.вариант}} - \Delta P_{\text{нач.сеть}}) \cdot T \cdot Ц \quad (11)$$

										Лист
										39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.013.13 ПЗ

Где Т – число часов максимума нагрузки, Т=6000 ч

Ц – тариф за электроэнергию, Ц=2,8руб/(кВт*ч)

$$I_{П3} = (4780 - 4520) \cdot 6000 \cdot 2,8 = 4368 \text{ тыс. руб}$$

$$I_{П4} = (4150 - 4520) \cdot 6000 \cdot 2,8 = -6216 \text{ тыс. руб}$$

Знак «-» означает, что при данном варианте потери уменьшились в сравнении с начальным.

$$I_3 = 305750 \cdot 0,05 + 147200 \cdot 0,059 + 158550 \cdot 0,008 + 4368 = 29608,7 \text{ тыс.}$$

$$I_4 = 221750 \cdot 0,05 + 147200 \cdot 0,059 + 74550 \cdot 0,008 - 6216 = 13672,7 \text{ тыс.}$$

Приведенные затраты рассчитываются по формуле:

$$Z_i = I + E_n \cdot K_i \quad (12)$$

$E_n = 0,1$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, ($T_{ок} = 10$ лет).

Приведенные затраты для разных схем:

$$Z_3 = 29608,7 + 0,1 \cdot 305750 = 60183,7 \text{ тыс.}$$

$$Z_4 = 13672,7 + 0,1 \cdot 221750 = 35847,7 \text{ тыс.}$$

Сравнение приведенных затрат вычислим следующим образом:

$$\frac{|Z_3 - Z_4|}{(Z_3 + Z_4)/2} \cdot 100\% = \frac{|60183,7 - 35847,7|}{(60183,7 + 35847,7)/2} \cdot 100\% = 50,6\% > 10\%$$

Из сравнения вариантов по приведенным затратам следует, что наиболее экономически выгодна схема под номером 4.

											13.03.02.2017.013.13 ПЗ	Лист
												40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								

5 Анализ режимов работы сети

5.1 Расчет режима максимальных нагрузок.

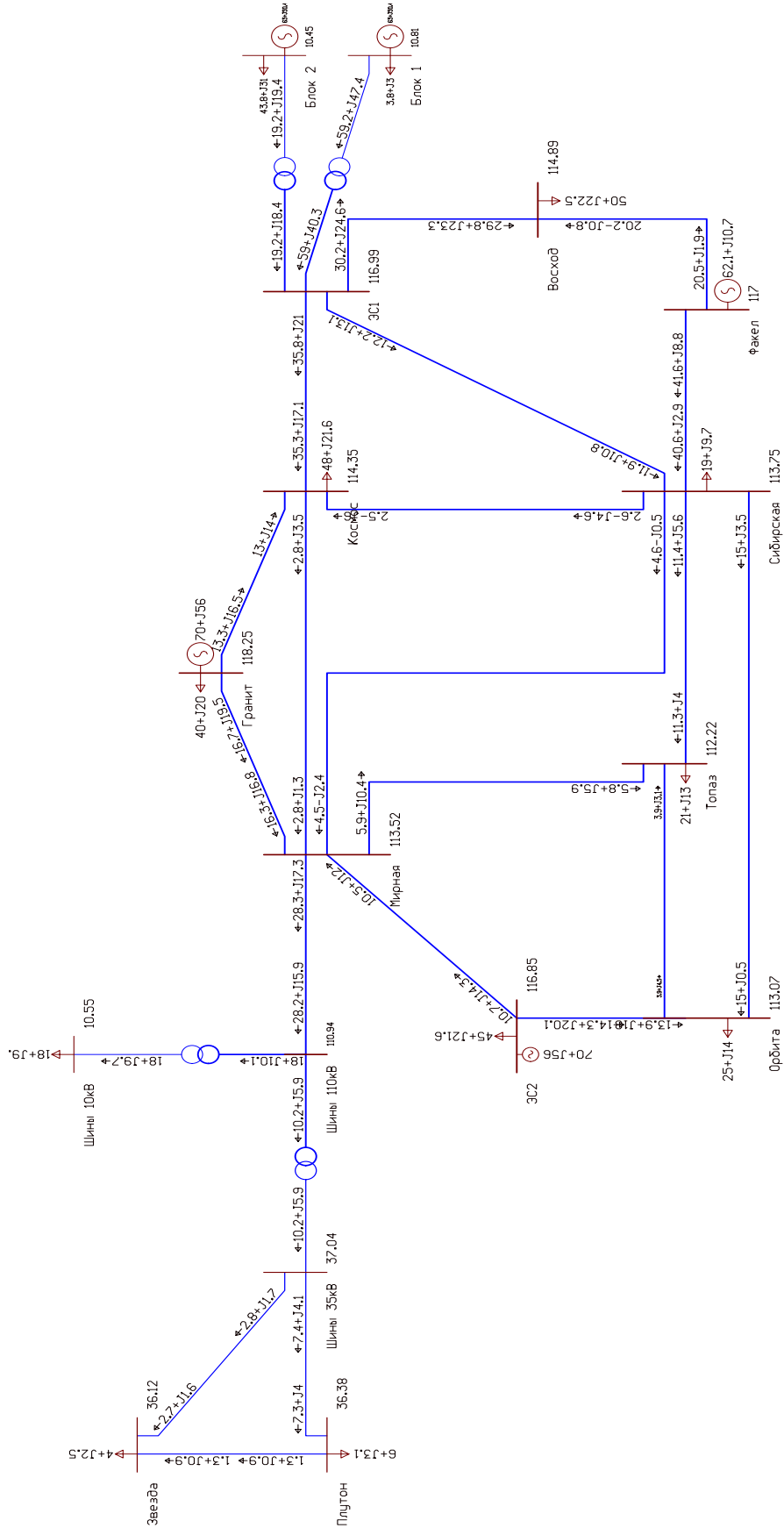


Рис. 13 – Режим максимальных нагрузок

					13.03.02.2017.013.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
					41	

Таблица 22 – Токи в ветвях, потери, потоки мощностей

Тип	№ Нач.	№ Кон.	Название	I, А	dP, МВт	dQ, МВар	Поток нач.	Поток кон.
ЛЭП	1	2	Звезда – Плутон	25	0,01	0,01	1.3+J0.9	1.3+J0.9
ЛЭП	3	10	Мирная – Космос	23	0,01	0,03	2.8+J1.4	2.8+J3.5
ЛЭП	3	8	Мирная – Сибирская	26	0,02	0,04	4.5–J2.4	4.6–J0.5
ЛЭП	6	8	Орбита – Сибирская	78	0,07	0,15	15+J0.5	15+J3.5
ЛЭП	11	8	ЭС1 – Сибирская	88	0,22	0,45	12.2+J13.1	11.9+J10.8
ЛЭП	2	13	Плутон – Шины 35кВ	132	0,11	0,11	7.3+J4	7.4+J4.1
ЛЭП	1	13	Звезда – Шины 35кВ	51	0,06	0,06	2.7+J1.6	2.8+J1.7
Тр–р	11	14	ЭС1 – Блок 1	352	0,26	7,15	59+J40.3	59.2+J47.4
Тр–р	11	15	ЭС1 – Блок 2	131	0,04	0,99	19.2+J18.4	19.2+J19.4
Тр–р	16	4	Ш.110кВ–Ш.10кВ	107	0,01	0,39	18+J10.1	18+J9.7
ЛЭП	3	16	Мирная – Шины10кВ	168	0,03	1,42	28.2+J17.3	28.2+J15.9
Тр–р	16	13	Ш.110кВ – Ш.35кВ	61	0,00		10.2+J5.8	10.2+J5.8
ЛЭП	10	11	Космос – ЭС1	205	0,50	1,02	35.3+J17.1	35.8+J21
ЛЭП	8	12	Сибирская – Факел	210	0,95	1,66	40.6+J2.9	41.6+J8.8
ЛЭП	8	10	Сибирская – Космос	33	0,02	0,04	2.6–J4.6	2.5–J6
ЛЭП	3	17	Мирная – ЭС2	88	0,22	0,45	10.5+J12	10.7+J14.3
ЛЭП	6	17	Орбита – ЭС2	122	0,35	0,71	13.9+J18	14.3+J20.1
ЛЭП	6	5	Орбита – Топаз	30	0,02	0,04	3.9+J4.5	3.9+J3.1
ЛЭП	8	5	Сибирская – Топаз	64	0,10	0,20	11.4+J5.6	11.3+J4
ЛЭП	5	3	Топаз – Мирная	61	0,05	0,11	5.8+J5.9	5.9+J10.4
ЛЭП	7	3	Гранит – Мирная	125	0,46	0,94	16.7+J19.5	16.3+J16.8
ЛЭП	7	10	Гранит – Космос	103	0,30	0,63	13.3+J16.5	13+J14
ЛЭП	11	9	ЭС1 – Восход	192	0,34	0,69	30.2+J24.6	29.8+J23.3
ЛЭП	12	9	Факел – Восход	102	0,35	0,72	20.5+J1.9	20.2–J0.8

Таблица 23 – Напряжения в узлах

№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ
1	Звезда	35	36,12	10	Космос	110	114,35
2	Плутон	35	36,38	11	ЭС1	110	116,98
3	Мирная	110	113,52	12	Факел	110	117,00
4	Шины – 10кВ	10	10,55	13	Шины – 35кВ	35	37,04
5	Топаз	110	112,21	14	Блок 1	10	10,81
6	Орбита	110	113,06	15	Блок 2	10	10,45
7	Гранит	110	118,25	16	Шины – 110кВ	110	110,94
8	Сибирская	110	113,75	17	ЭС2	110	116,85
9	Восход	110	114,89				

13.03.02.2017.013.13 ПЗ

Лист

42

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

Таблица 24 – Токи в ветвях, потери, потоки мощностей

Тип	№ Нач.	№ Кон.	Название	I, А	dP, МВт	dQ, МВар	Поток нач.	Поток кон.
ЛЭП	1	2	Звезда – Плутон	16	0,00	0,00	0.9+J0.6	0.9+J0.7
ЛЭП	3	10	Мирная – Космос	9	0,00	0,00	0.2–J0.5	0.2+J1.9
ЛЭП	3	8	Мирная – Сибирская	39	0,05	0,09	5.1+J6.6	5+J4.3
ЛЭП	6	8	Орбита – Сибирская	42	0,01	0,03	2.8+J8.2	2.8+J5.1
ЛЭП	11	8	ЭС1 – Сибирская	91	0,24	0,48	14+J13.5	13.7+J11
ЛЭП	2	13	Плутон – Шины 35кВ	85	0,05	0,05	5.1+J2.8	5.1+J2.9
ЛЭП	1	13	Звезда – Шины 35кВ	33	0,02	0,02	1.9+J1.1	1.9+J1.2
Тр–р	11	14	ЭС1 – Блок 1	336	0,24	6,52	59+J40.9	59.2+J47.4
Тр–р	11	15	ЭС1 – Блок 2	125	0,03	0,90	19.2+J18.5	19.2+J19.4
Тр–р	16	4	Ш.110кВ–Ш.10кВ	69	0,01	0,16	12.6+J7	12.6+J6.8
ЛЭП	3	16	Мирная – Шины10кВ	109	0,01	0,59	19.7+J11.7	19.6+J11.1
Тр–р	16	13	Ш.110кВ – Ш.35кВ	39	0,00		7.1+J4.1	7.1+J4.1
ЛЭП	10	11	Космос – ЭС1	116	0,15	0,31	20.5+J9.9	20.7+J13.4
ЛЭП	8	12	Сибирская – Факел	123	0,28	0,50	13.8+J21.5	13.5+J16.5
ЛЭП	8	10	Сибирская – Космос	59	0,08	0,16	7+J8.5	7.1+J10.3
ЛЭП	3	17	Мирная – ЭС2	100	0,29	0,59	14.4+J13.4	14.7+J16
ЛЭП	6	17	Орбита – ЭС2	159	0,60	1,23	23.2+J22	23.8+J24.8
ЛЭП	6	5	Орбита – Топаз	24	0,01	0,02	2.9+J4	2.9+J2.4
ЛЭП	8	5	Сибирская – Топаз	9	0,00	0,00	1.5+J0.6	1.5–J0.9
ЛЭП	5	3	Топаз – Мирная	79	0,09	0,20	10.3+J7.7	10.4+J12.9
ЛЭП	7	3	Гранит – Мирная	137	0,55	1,13	21.1+J21.4	20.6+J18.2
ЛЭП	7	10	Гранит – Космос	134	0,52	1,07	20.9+J20.6	20.4+J17.4
ЛЭП	11	9	ЭС1 – Восход	254	0,59	1,22	43.5+J32.5	42.9+J30.7
ЛЭП	12	9	Факел – Восход	81	0,20	0,41	7.7+J12.4	7.9+J14.9

Таблица 25 – Напряжения в узлах

№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ
1	Звезда	35	39,44	10	Космос	110	121,68
2	Плутон	35	39,60	11	ЭС1	110	123,16
3	Мирная	110	121,51	12	Факел	110	117,00
4	Шины – 10кВ	10	11,44	13	Шины – 35кВ	35	40,03
5	Топаз	110	119,82	14	Блок 1	10	11,33
6	Орбита	110	120,45	15	Блок 2	10	10,98
7	Гранит	110	126,58	16	Шины – 110кВ	110	119,87
8	Сибирская	110	119,90	17	ЭС2	110	125,22
9	Восход	110	120,45				

Таблица 26 – Токи в ветвях, потери, потоки мощностей

Тип	№ Нач.	№ Кон.	Название	I, А	dP, МВт	dQ, МВар	Поток нач.	Поток кон.
ЛЭП	1	2	Звезда – Плутон	24	0,01	0,01	1.3+J0.9	1.3+J0.9
ЛЭП	3	10	Мирная – Космос	45	0,06	0,13	6.6+J4.2	6.7+J6.7
ЛЭП	3	8	Мирная – Сибирская	22	0,01	0,02	1.9–J4.1	1.9–J2
ЛЭП	6	8	Орбита – Сибирская	65	0,05	0,10	13–J0.7	13.1+J2.4
ЛЭП	11	8	ЭС1 – Сибирская	168	0,83	1,70	26.2+J24.7	25.4+J21
ЛЭП	2	13	Плутон – Шины 35кВ	126	0,10	0,10	7.3+J4	7.4+J4.1
ЛЭП	1	13	Звезда – Шины 35кВ	49	0,05	0,05	2.7+J1.6	2.8+J1.7
Тр–р	11	14	ЭС1 – Блок 1	334	0,24	6,43	59+J41	59.2+J47.4
Тр–р	11	15	ЭС1 – Блок 2	124	0,03	0,89	19.2+J18.5	19.2+J19.4
Тр–р	16	4	Ш.110кВ–Ш.10кВ	103	0,01	0,35	18+J10.1	18+J9.7
ЛЭП	3	16	Мирная – Шины10кВ	161	0,03	1,30	28.2+J17.2	28.2+J15.9
Тр–р	16	13	Ш.110кВ – Ш.35кВ	58	0,00		10.2+J5.8	10.2+J5.8
ЛЭП	10	11	Космос – ЭС1	291	1,00	2,07	50.9+J29.4	51.9+J34.7
ЛЭП	8	12	Сибирская – Факел	104	0,20	0,35	11.5–J17.9	11.7–J13.1
ЛЭП	8	10	Сибирская – Космос	72	0,12	0,24	6.8+J11.5	6.9+J13.3
ЛЭП	3	17	Мирная – ЭС2	78	0,17	0,35	9.4+J11.1	9.5+J13.4
ЛЭП	6	17	Орбита – ЭС2	124	0,36	0,74	15.1+J18.7	15.5+J21
ЛЭП	6	5	Орбита – Топаз	25	0,01	0,03	3.2+J4.1	3.1+J2.6
ЛЭП	8	5	Сибирская – Топаз	52	0,06	0,13	9.7+J4.6	9.6+J3
ЛЭП	5	3	Топаз – Мирная	73	0,08	0,16	8.2+J7.5	8.3+J12.4
ЛЭП	7	3	Гранит – Мирная	134	0,52	1,08	19.1+J21.4	18.6+J18.4
ЛЭП	7	10	Гранит – Космос	85	0,20	0,42	10.9+J14.6	10.7+J12.2
ЛЭП	11	9	ЭС1 – Восход					
ЛЭП	12	9	Факел – Восход	303	3,09	6,36	53.1+J30.8	50+J22.5

Таблица 27 – Напряжения в узлах

№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ
1	Звезда	35	37,82	10	Космос	110	120,18
2	Плутон	35	38,06	11	ЭС1	110	124,11
3	Мирная	110	118,35	12	Факел	110	117,00
4	Шины – 10кВ	10	11,03	13	Шины – 35кВ	35	38,69
5	Топаз	110	116,75	14	Блок 1	10	11,40
6	Орбита	110	117,45	15	Блок 2	10	11,06
7	Гранит	110	123,39	16	Шины – 110кВ	110	115,89
8	Сибирская	110	117,96	17	ЭС2	110	121,29
9	Восход	110	106,13				

13.03.02.2017.013.13 ПЗ

Лист

46

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

5.4 Анализ полученных данных:

Послеаварийный режим:

1) На подстанции Восход наблюдается падение напряжения меньше допустимого рабочего режима.

2) Самыми загруженными линиями являются 10–11, 12–9

3) Потери во всей системе $dP=8,98$ МВт $dQ=28,72$ МВар. Увеличение потерь активной мощности на 74,2%, увеличение потерь реактивной на 27,76%. Самые большие потери наблюдаются в линии 12–9 $dP=3,09$ МВт $dQ=6,36$ МВар.

Режим минимальных нагрузок:

1) В узлах 7, 13, напряжение превышает допустимые показатели – перенапряжение.

2) Потери во всей системе $dP=4,02$ МВт $dQ=15,68$ МВар. Уменьшение потерь активной мощности на 3,13%, уменьшение потерь реактивной на 12,8% по сравнению с режимом максимальных нагрузок.

Режим максимальных нагрузок:

1) В узле № 7 наблюдается наибольшее повышение напряжения на 7,5% выше номинального. В узле № 13 с номинальным напряжением 35кВ наблюдается наибольшее повышение напряжения на 5,82 % выше номинального. В узле № 14 с номинальным напряжением 10,5кВ наблюдается наибольшее повышение напряжения на 2,95 % выше номинального. Данные напряжения соответствуют рабочему режиму.

2) Потери во всей системе $dP=4,15$ МВт $dQ=18,01$ МВар.

										Лист
										47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.013.13 ПЗ					

6 Проектирование подстанции, предварительный расчет

6.1 Исходные данные

Проектируется подстанция для нефтепромышленного завода. Данные представлены в таблице 28:

Таблица 28 – Параметры проектируемой подстанции

Сторона высшего напряжения		Сторона низшего напряжения		
$U_{ВН}$, кВ	Число вводов	$U_{НН}$, кВ	Число отходящих линий	Мощность нагр. $S_{нагр}$, МВА
110	2	10,5	12	54,82

6.2 Выбор схемы соединения основного оборудования

Данная подстанция связана с сетью двумя питающими линиями и имеет отходящие линии низшего напряжений. В максимальном режиме данная подстанция является тупиковой, но в режиме минимальных нагрузок – узловой. Согласно [5] Примем схему 5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

Структурная схема представлена на рисунке 16:

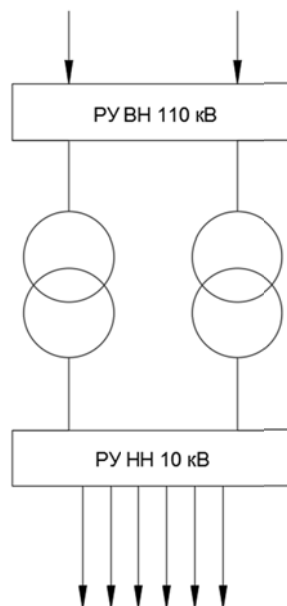


Рис. 16 – Структурная схема подстанции

Число входящих воздушных линий на стороне ВН – 2, отходящих линий на стороне НН – 12.

6.3 Выбор силовых трансформаторов

На данной подстанции планируется установить два силовых трансформатора. В этом случае номинальная мощность трансформатора определяется по следующей формуле (1):

$$S_{\text{ном}} = \frac{54,82}{1,4} = 39,15$$

Выбираем трансформатор ТДН–40000/110

Параметры трансформатора сведены в таблицу 29

Таблица 29 – Параметры трансформатора

S, МВА	U _{ВН} , кВ	U _{НН} , кВ	U _к , %
40	115	10,5	10,5

6.4 Выбор и проверка линий электропередач

Ток нормального режима цепи потребителей на стороне НН:

$$I_{\text{нор.НН}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot N_{\text{л}}} \quad (13)$$

$$I_{\text{нор.НН}} = \frac{54650}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 12} = 250 \text{ А}$$

Найдем экономическое сечение провода по формуле (8)

$$F_{\text{эк}} = \frac{250}{2 \cdot 1} = 125 \text{ мм}^2$$

Ток аварийного режима на стороне НН:

$$I_{\text{макс.НН}} = 2 \cdot I_{\text{нор.НН}} \quad (14)$$

$$I_{\text{макс.НН}} = 2 \cdot I_{\text{нор.НН}} = 500 \text{ А}$$

Согласно формуле питание одного потребителя на стороне НН осуществляется по двум цепям, и в случае обрыва одна из цепей полностью берет на себя передачу мощности к потребителю. Выбираем провод: АС–185/29.

Данное значение является допустимым, так как не превышает $I_{\text{доп}} = 510 \text{ А}$.

6.5 Выбор схем распределительных устройств

6.5.1 Выбор РУВН

Согласно [3] на стороне РУВН в этом случае будет рассмотрена схема «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов», т.к. при минимальном режиме у нас есть транзит через подстанцию.

						13.03.02.2017.013.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			49

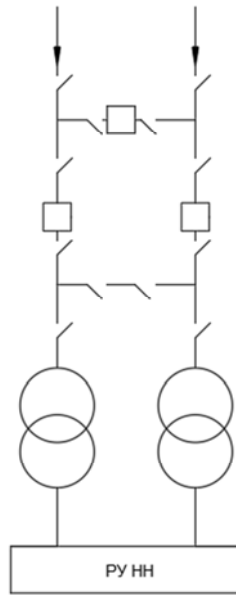


Рис. 17 – Схема распределительного устройства высокого напряжения
6.5.2 Выбор РУНН

Для РУНН примем схему с одной секционированной системой сборных шин. Достоинствами данной схемы являются простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность.

К недостаткам можно отнести то, что при повреждении и последующем ремонте одной из секций ответственные потребители, нормально питающиеся от обеих секций, остаются без резерва, а потребители, нерезервированные по сети, отключаются на все время ремонта.

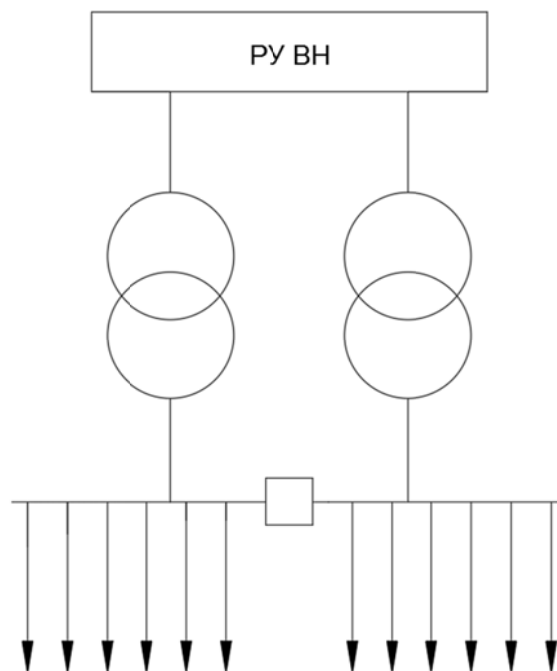


Рис. 18 – Схема распределительного устройства низкого напряжения

6.6 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах

6.6.1 Расчетные токи на высшем напряжении:

Нормальный режим:

$$I_{\text{пит.лин.норм}} = \frac{38029}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 95 \text{ А}$$

Где значение $S_{\text{нагр}}$ взято из пункта 5.1 максимального рабочего режима.

$$I_{\text{тр.норм}} = \frac{I_{\text{пит.лин.норм}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{38029}{\sqrt{3} \cdot 115} = 191 \text{ А} \quad (15)$$

Утяжелённый режим:

$$I_{\text{пит.лин.тяж}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{54820}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 275 \text{ А} \quad (16)$$

Где значение $S_{\text{нагр}}$ взято из пункта 5.3 послеаварийного режима (отключение одной питающей линии).

$$I_{2\text{тр.тяж}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{54820}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 137 \text{ А} \quad (17)$$

Где значение $S_{\text{нагр}}$ взято из пункта 5.3 послеаварийного режима. Делится на 2, т.к. в данном случае работы подстанции неавтоматическая перемычка всегда замкнута и поток мощности равномерно распределяется между трансформаторами.

$$I_{1\text{тр.тяж}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{54820}{\sqrt{3} \cdot 115} = 275 \text{ А}$$

При отключении одного трансформатора.

6.6.2 Расчетные токи на низшем напряжении:

Нормальный режим:

$$I_{\text{тр.норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{54820}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1507 \text{ А}$$

$$I_{\text{отх.лин.норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{54820}{12 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 250 \text{ А}$$

Утяжелённый режим:

$$I_{1\text{тр.тяж}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{54820}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3014 \text{ А}$$

$$I_{\text{отх.лин.тяж}} = 2 \cdot I_{\text{отх.лин.норм}} = 500 \text{ А} \quad (18)$$

При отключении одной секции шин НН

									Лист
									51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2017.013.13 ПЗ

6.7 Расчет токов короткого замыкания

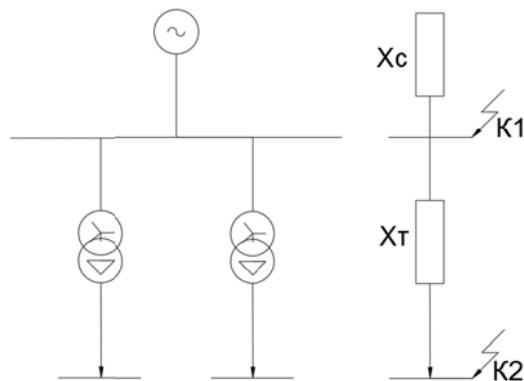


Рис. 19 – Расчетная схема замещения для определения токов короткого замыкания

Проведем расчет токов КЗ в программе «ТОКО»

Рассмотрим трехфазное короткое замыкание на шинах 110 кВ (точка К–1).

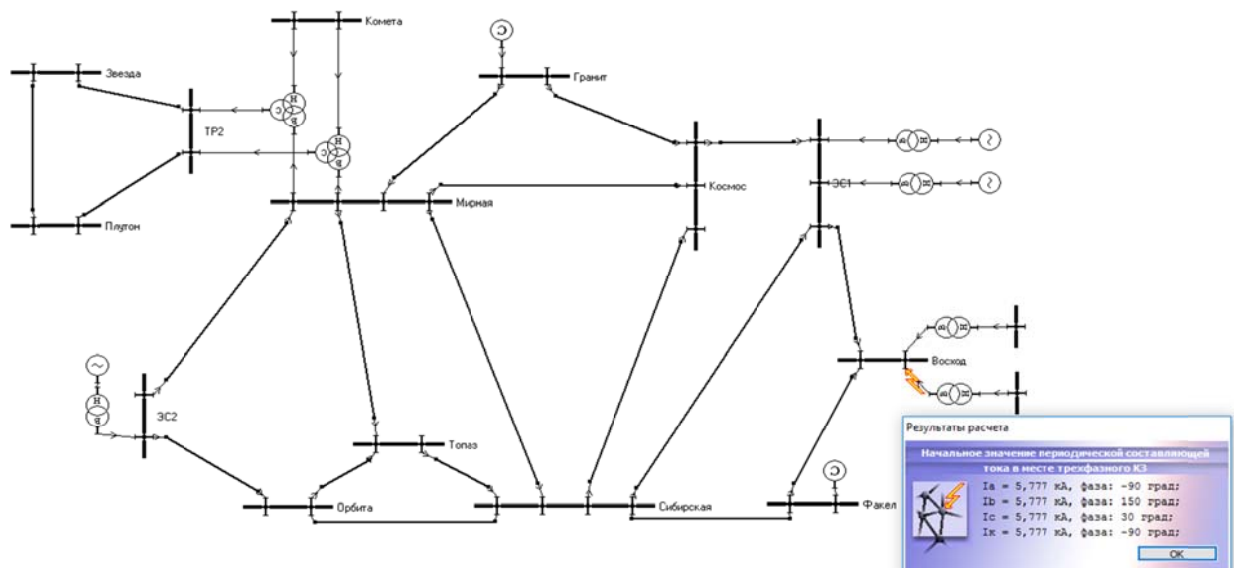


Рис. 20 – результат расчета трехфазного КЗ на ВН

Для системы, связанной с шинами, где рассматривается к.з., воздушными линиями напряжением 110 кВ значение ударного коэффициента: $K_y = 1,61$

Ударный ток (амплитудное значение) короткого замыкания:

$$I_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,т} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 5,777 \cdot 1,61 = 13,15 \text{ кА} \quad (19)$$

Где k_y – ударный коэффициент.

Рассмотрим трехфазное короткое замыкание на шинах 10,5 кВ (точка К–2).

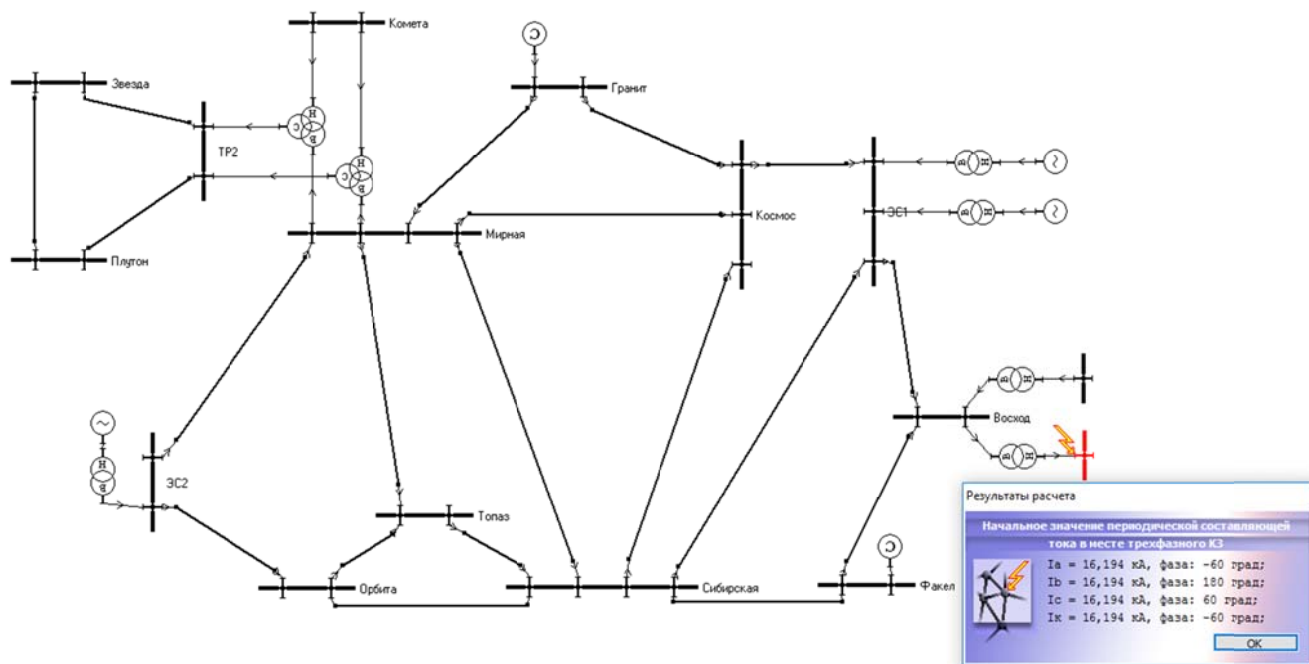


Рис. 21 – результат расчета трехфазного КЗ на ВН

Для системы, связанной со сборными шинами 6...10 кВ, через трансформаторы мощностью 40МВА значение ударного коэффициента:

$$K_y = 1,31$$

Амплитудное значение ударного тока короткого замыкания:

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 16,194 \cdot 1,31 = 30 \text{кА}$$

7 Выбор оборудования подстанции на стороне ВН

7.1 Выбор выключателей и разъединителей на ВН.

7.1.1 Выбор выключателей

Намечаем к установке в распределительных устройствах высокого и низкого напряжений элегазовые выключатели, так как они обладают целым рядом достоинств:

- высокий механический и коммутационный ресурс;
- большие межремонтные сроки эксплуатации и малый объем обслуживания;
- низкий уровень шума при оперировании выключателя, отсутствие выбросов;
- компактность и небольшая масса;
- пожаро – и взрывобезопасная рабочая среда;
- надежное включение во всем диапазоне токов;
- отсутствие перенапряжений и другое.

При выборе выключателей, как и прочего оборудования, следует стремиться к однотипности, что упрощает эксплуатацию.

Намечаем к установке на стороне высокого напряжения элегазовый выключатель ВГТ–110

Номинальный ток отключения $I_{отк.ном}$ и допустимое относительное содержание апериодической составляющей β_n определяются в момент расхождения контактов выключателя τ .

Время τ от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов определится по выражению:

$$\tau = t_{рз.мин} + t_{с.в} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с}, \quad (20)$$

Где:

$t_{рз.мин} = 0,01 \text{ с}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя; $t_{с.в} = 0,035 \text{ с}$;

Проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{а,\tau} \leq I_{отк.ном} \quad (21)$$
$$5,777 \leq 40$$

Где: $I_{а,\tau}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ для времени τ , кА;

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

Проверка на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов:

										Лист
										54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.013.13 ПЗ

$$I_{a,\tau} \leq I_{a,\text{НОМ}} \quad (22)$$

$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{a,\tau} \cdot e^{-\frac{\tau}{\tau_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,777 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 1,82 \text{ кА} \quad (23)$$

$$I_{a,\text{НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot \frac{I_{\text{ОТК.НОМ}}}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{40}{100} = 22,6 \text{ кА} \quad (24)$$

$$1,82 \leq 22,6$$

Где: β_n – допустимое относительное содержание аperiodической составляющей в отключаемом токе для данного выключателя, в соответствие с каталожными данными (Приложение А), примем $\beta_n = 40$

τ_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{п.0} \leq I_{\text{дин}}; \quad (25)$$

$$5,777 \leq 40;$$

$$I_y \leq i_{\text{дин}}; \quad (26)$$

$$13,15 \leq 102;$$

Где: $i_{\text{дин}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{\text{дин}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$W_k \leq (I_{\text{тер}})^2 \cdot t_{\text{тер}}; \quad (27)$$

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{рз.мин}} + t_{\text{о.в}} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с}; \quad (28)$$

$$W_k = I_{п,\tau}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 5,777^2 \cdot (0,155 + 0,03) = 6,17 \text{ кА}^2/\text{с}; \quad (29)$$

$$6,17 \leq 4800$$

Где: W_k – тепловой импульс по расчету;

$I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу.

$t_{\text{рз.мин}}$ – время действия основной релейной защиты, с;

$t_{\text{о.в}}$ – полное время отключения выключателя по каталогу;

T_a – постоянная времени.

Расчетные и справочные данные для выключателя внесем в таблицу 30

						13.03.02.2017.013.13 ПЗ	Лист
							55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

7.1.2 Выбор разъединителей

Намечаем к установке разъединитель SGF–123/110/1600У1. Он состоит из трех отдельных полюсов, соединенных между собой межполюсными тягами для передачи приводного момента. Заземлители могут быть установлены с одной и с обеих сторон разъединителя и двигаются в плоскости, перпендикулярной фазовому направлению.

Расчетные и справочные данные для разъединителя внесем в таблицу 30:

Таблица 30 – Выключатели и разъединители для РУ ВН

Расчетные данные	ВГТ–110–40/3150 УХЛ1	SGF–123/110/1600У1
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 275$ А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{ном} = 1600$ А
$I_{п,т} = 5,777$ кА	$I_{откл. ном} = 40$ кА	–
$I_{а,т} = 1,82$ кА	$i_{а,ном} = 22,6$ кА	–
$I_{п.0} = 5,777$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	–
$I_y = 13,15$ кА	$i_{дин.} = 102$ кА	$i_{дин.} = 100$ кА
$B_k = 6,17$ кА ² /с	4800 кА ² /с	3000 кА ² /с

7.2 Выбор измерительных приборов, приборов контроля и учета электроэнергии.

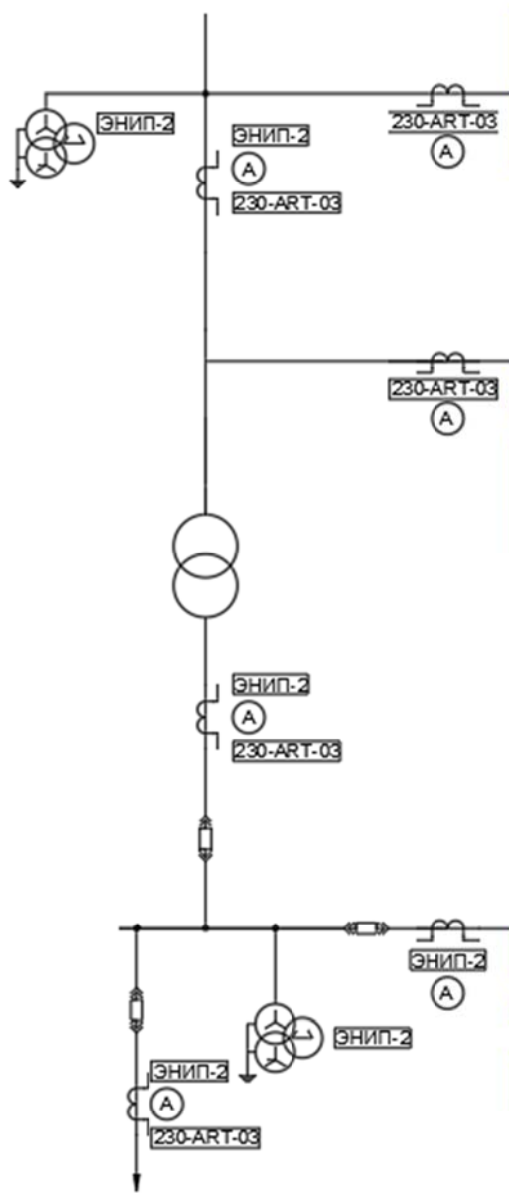


Рис. 22 – Схема подключения измерительных приборов

Все приборы установлены в соответствии с рекомендациями [4].

7.3 Выбор трансформаторов тока на ВН

7.3.1 ТТ в цепи питающих линий

На линии 110 кВ согласно [4] устанавливается: счетчик активной и реактивной мощности Меркурий 230АТ-03, многофункциональный измерительный преобразователь ЭНИП-2, а так же амперметр на одну фазу.

Схема подключения приборов изображена на рисунке 23:

										Лист
										57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.013.13 ПЗ

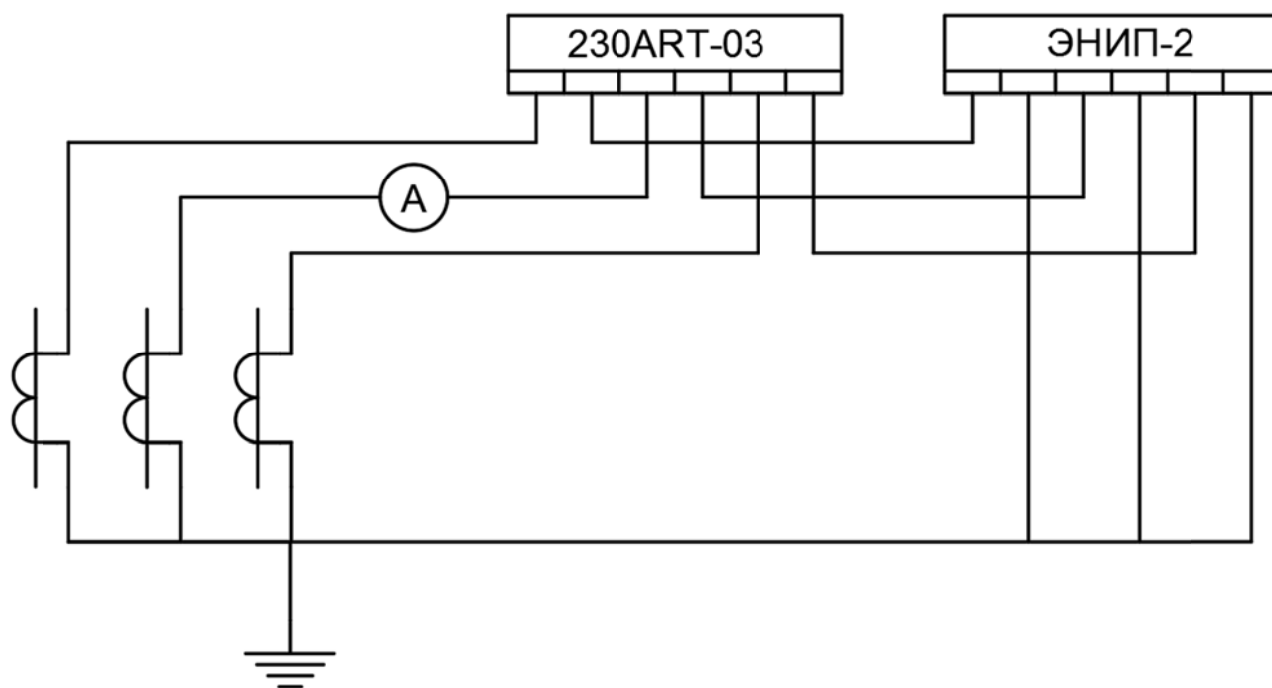


Рис. 23 – Схема подключения измерительных приборов

Вторичная нагрузка трансформаторов тока содержится в таблице 31:

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Нагрузка фазы, ВА		
	А	В	С
Амперметр Э-335	–	0,5	–
220ART-03	0,1	0,1	0,1
ЭНИП-2	0,1	0,1	0,1
Итого:	0,2	0,7	0,2

Видно, что наиболее загруженным является трансформатор тока, установленный на фазе В.

Для работы трансформатора тока в заданном классе точности, необходимо выполнение условия:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}} \quad (30)$$

Где $r_{\text{приб}}$ [Ом]– суммарное сопротивление приборов подключенных к ТТ,

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{1,1}{5^2} = 0,044 \text{ Ом} \quad (31)$$

При трех приборах переходное сопротивление контактов принимаем $r_{\text{к}} = 0,05$ Ом, Так как индуктивное сопротивление токовых цепей не велико то можно

принять $Z_{2ном} = r_2 = 1,2$. $Z_{2ном}$ – нормированная нагрузка для класса точности 0,5. Найдем $r_{пров}$:

$$r_{пров} = r_2 - r_k - r_{приб} = 1,2 - 0,044 - 0,05 = 1,106 \text{ Ом} \quad (32)$$

В качестве соединительных проводов применяем многожильные контрольные кабели с сечением (по условию прочности) не менее 4 мм^2 . Приблизительная длина кабеля для РУ 110 кВ принимается равной 80 м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot I_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 80}{1,106} = 2,04 \quad (33)$$

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 4 мм^2

На питающих линиях устанавливаем трансформатор тока ТГ–145–300–0,5/5Р/10Р/10Р.

Результаты проверки выбранного трансформатора тока сведены в таблицу 32:

Таблица 32 – Проверка трансформатора тока

Расчетные данные	Трансформатор тока ТГ–145–300– 0,5/5Р/10Р/10Р
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 275 \text{ А}$	$I_{1ном} = 300 \text{ А}$
$i_y = 13,15 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 6,17 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 31,5 \text{ кА}^2\text{с}$

7.3.2 ТТ в цепях перемычек

В неавтоматической перемычке согласно [4] устанавливается: счетчик активной и реактивной мощности Меркурий 230ART–03 и амперметр на одну фазу.

Схема подключения приборов изображена на рисунке 24:

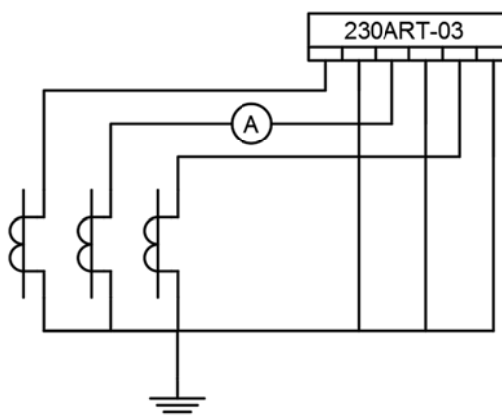


Рис. 24 – Схема подключения измерительных приборов

Вторичная нагрузка трансформаторов тока содержится в таблице 33:

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Нагрузка фазы, ВА		
	А	В	С
Амперметр Э–335	–	0,5	–
220ART–03	0,1	0,1	0,1
Итого:	0,1	0,6	0,1

Видно, что наиболее загруженным является трансформатор тока, установленный на фазе В.

Для работы трансформатора тока в заданном классе точности, необходимо выполнение условия:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}} \quad (30)$$

Где $r_{\text{приб}}$ [Ом]– суммарное сопротивление приборов подключенных к ТТ,

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{0,9}{5^2} = 0,036 \text{ Ом} \quad (31)$$

При трех приборах переходное сопротивление контактов принимаем $r_{\text{к}} = 0,05$ Ом, Так как индуктивное сопротивление токовых цепей не велико то можно принять $Z_{2\text{ном}} = r_2 = 1,2$. $Z_{2\text{ном}}$ – нормированная нагрузка для класса точности 0,5. Найдем $r_{\text{пров}}$:

$$r_{\text{пров}} = r_2 - r_{\text{к}} - r_{\text{приб}} = 1,2 - 0,036 - 0,05 = 1,114 \text{ Ом} \quad (32)$$

В качестве соединительных проводов применяем многожильные контрольные кабели с сечением (по условию прочности) не менее 4 мм^2 . Приблизительная длина кабеля для РУ 110 кВ принимается равной 80 м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 80}{1,114} = 2,03 \quad (33)$$

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 4 мм^2

На питающих линиях устанавливаем трансформатор тока ТГ–145–300–0,5/5Р/10Р/10Р.

Результаты проверки выбранного трансформатора тока сведены в таблицу 34:

										Лист
										60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.013.13 ПЗ

Таблица 34 – Проверка трансформатора тока

Расчетные данные	Трансформатор тока ТГ-145-300- 0,5/5P/10P/10P
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 275 \text{ А}$	$I_{1ном} = 300 \text{ А}$
$i_y = 13,15 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 6,17 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 31,5 \text{ кА}^2\text{с}$

7.4 Выбор трансформаторов напряжения.

На входе высокого напряжения выбираем 3 НАМИ-110 УХЛ1. К данному ТН согласно [4] подключаем multifunctional measuring transformer ЭНИП-2, мощность которого составляет: $S_{пр} = 173,1 \text{ ВА}$

У трех трансформаторов НАМИ-110 УХЛ1 мощность $S_{ном} = 750 \text{ ВА}$, что больше $S_{пр}$. Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5.

Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения. Согласно [1] потеря напряжения от трансформаторов напряжения до расчетных счетчиков должна быть не более 0,5%, а до щитовых измерительных приборов – не более 1,5%, при нормальной нагрузке.

Для упрощения расчетов при учебном проектировании можно принимать сечение проводов по условию механической прочности $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил и 4 мм^2 для алюминиевых жил.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимается контрольный кабель АКРВГ с сечением жил $2,5 \text{ мм}^2$.

7.5 Токоведущие части РУ 110 кВ

При напряжении 110 кВ используются провода фазы для соответствия требованиям по условию короны (минимально допустимое по условиям коронирования сечение для напряжения 110 кВ – 70 мм^2).

На высокой стороне токоведущими частями примем провод марки АС 150/24.

Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока короткого замыкания проверяется ошиновка распределительного устройства при $I_{кз} \geq 20 \text{ кА}$ и провода ВЛ при $I_{кз} \geq 50 \text{ кА}$, в нашем случае $13,15 \text{ кА}$.

8 Выбор оборудования на стороне НН

8.1 Комплектное распределительное устройство

Для данной понижающей подстанции принимаем к установке на стороне 10 кВ КРУ типа К–204 ЭП. Изготовитель – «Завод Электропульта». Данное КРУ предназначено для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц на номинальное напряжение 6 и 10 кВ. Применяется для всех видов подстанций, электрических станций, энергосистем и электроснабжения предприятий всех отраслей промышленности.

Представляет собой набор отдельных шкафов с коммутационными аппаратами и оборудованием, приборами и аппаратурой защиты и автоматики, измерения, управления, сигнализации и другими вспомогательными устройствами. Встраиваемая в шкафы аппаратура и присоединения определяют вид их конструктивного исполнения. Присоединения (вводы, выводы) могут быть как кабельные, так и шинными.

В К–204 ЭП могут быть установлены выключатели типа LF, ВБЭ, ВВЭ–М или ВВ\TEL в зависимости от типа нагрузки объекта.

В линейном отсеке устанавливаются трансформаторы тока с током термической стойкости 20; 31,5; 40 кА и первичными номинальными токами 50–400; 600–1500; и более 1500 А соответственно. Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа.

8.2 Выключатели РУ НН 10,5 кВ

Намечаем к установке на стороне низкого напряжения элегазовый выключатель LF3–10–31,5–3150

Время τ от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов определится по выражению:

$$\tau = t_{рз.мин} + t_{с.в} = 0,01 + 0,07 = 0,08 \text{ с,}$$

где $t_{рз.мин} = 0,01 \text{ с}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя; $t_{с.в} = 0,07 \text{ с}$

Проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{п,\tau} \leq I_{отк.ном} \\ 16,194 \leq 31,5$$

где $I_{п,\tau}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ для времени τ .

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

Проверка на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов:

										13.03.02.2017.013.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							62

$$I_{a,\tau} \leq I_{a,\text{НОМ}}$$

$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,\tau} \cdot e^{-\frac{\tau}{\tau_a}} = \sqrt{2} \cdot 16,194 \cdot e^{-\frac{0,08}{0,03}} = 1,59 \text{ кА}$$

$$I_{a,\text{НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot \frac{I_{\text{ОТК.НОМ}}}{100} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \frac{50}{100} = 14,1 \text{ кА}$$

$$1,59 \leq 14,1$$

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{п,0} \leq I_{\text{дин}};$$

$$16,194 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА};$$

$$I_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$30 \text{ кА} \leq 81 \text{ кА};$$

Где: $i_{\text{дин}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{\text{дин}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$W_k \leq (I_{\text{тер}})^2 \cdot t_{\text{тер}};$$

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{рз.мин}} + t_{0,в} = 0,1 + 0,07 = 0,08 \text{ с};$$

$$W_k = I_{п,\tau}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 16,194^2 \cdot (0,08 + 0,03) = 28,84 \text{ кА}^2/\text{с};$$

$$28,84 \text{ кА}^2/\text{с} \leq 3000 \text{ кА}^2/\text{с}$$

Расчетные и справочные данные для выключателя внесем в таблицу 35:

Таблица 35 – Выключатель РУ НН

Расчетные данные	LF3-10-31,5-3150
$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{max гр}} = 3014 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$
$I_{п,\tau} = 16,194 \text{ кА}$	$I_{\text{откл. ном}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 1,59 \text{ кА}$	$i_{a,\text{НОМ}} = 14,1 \text{ кА}$
$I_{п,0} = 16,194 \text{ кА}$	–
$i_y = 30 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} = 81 \text{ кА}$
$W_k = 28,84 \text{ кА}^2/\text{с}$	$3000 \text{ кА}^2/\text{с}$

8.3 Трансформаторы тока на РУ НН 10.5 кВ

8.3.1 ТТ в цепи секционного выключателя

Намечаем к установке в цепях секционного выключателя трансформаторы тока типа ТЛК–10–2000–0,5/10Р–3У

Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке: согласно [4] устанавливаем Амперметр Э–330 и многофункциональный измерительный преобразователь ЭНИП–2.

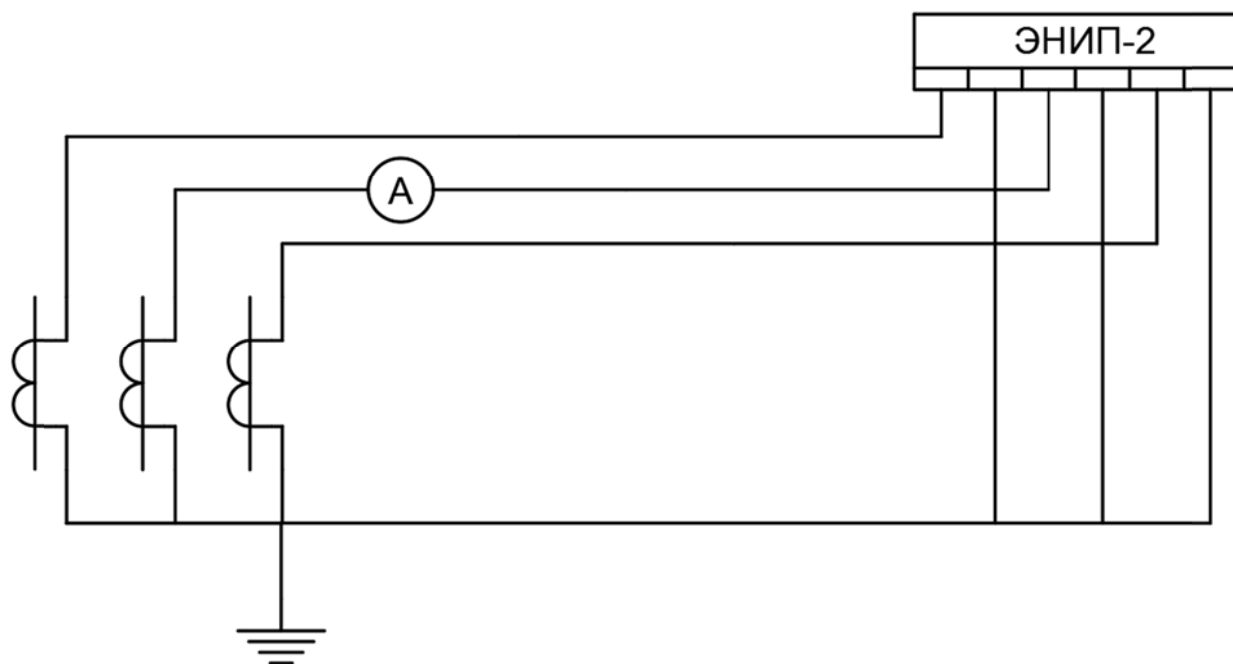


Рис. 25 – Размещение приборов в ТТ на секционном выключателе

Определяем нагрузку по фазам для наиболее нагруженного ТТ таблица 36:

Таблица 36 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Нагрузка фазы, ВА		
	А	В	С
Амперметр Э–335	–	0,5	–
ЭНИП–2	0,1	0,1	0,1
Итого:	0,1	0,6	0,1

Видно, что наиболее загруженным является трансформатор тока, установленный на фазе В.

Для работы трансформатора тока в заданном классе точности, необходимо выполнение условия:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{0,8}{5^2} = 0,032 \text{ Ом}$$

При трех приборах переходное сопротивление контактов принимаем $r_k = 0,05 \text{ Ом}$, Так как индуктивное сопротивление токовых цепей не велико то можно принять $Z_{2\text{ном}} = r_2 = 1,2$. $Z_{2\text{ном}}$ – нормированная нагрузка для класса точности 0,5. Найдем $r_{\text{пров}}$:

$$r_{\text{пров}} = r_2 - r_k - r_{\text{приб}} = 1,2 - 0,032 - 0,05 = 1,118 \text{ Ом}$$

В качестве соединительных проводов применяем многожильные контрольные кабели с сечением (по условию прочности) не менее 4 мм^2 . Приблизительная длина кабеля для ЗРУ 10 кВ принимается равной 12 м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 12}{1,118} = 0,30 \text{ мм}^2$$

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 4 мм^2
 Результаты проверки выбранного трансформатора тока сведены в таблицу 37:
 Таблица 37 – Проверка трансформатора тока

Расчетные данные	ТЛК–10–2000–0,5/10Р–3У
$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1507 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$i_y = 30 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 28,84 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5 \text{ кА}^2\text{с}$

8.3.2 ТТ в цепи понижающего трансформатора на стороне НН 10 кВ

Намечаем к установке в цепях секционного выключателя трансформаторы тока типа ТЛК–10–2000–0,5/10Р–3У

Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке: согласно [4] устанавливаем амперметр Э–330 и многофункциональный измерительный преобразователь ЭНИП–2.

									Лист
									65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2017.013.13 ПЗ

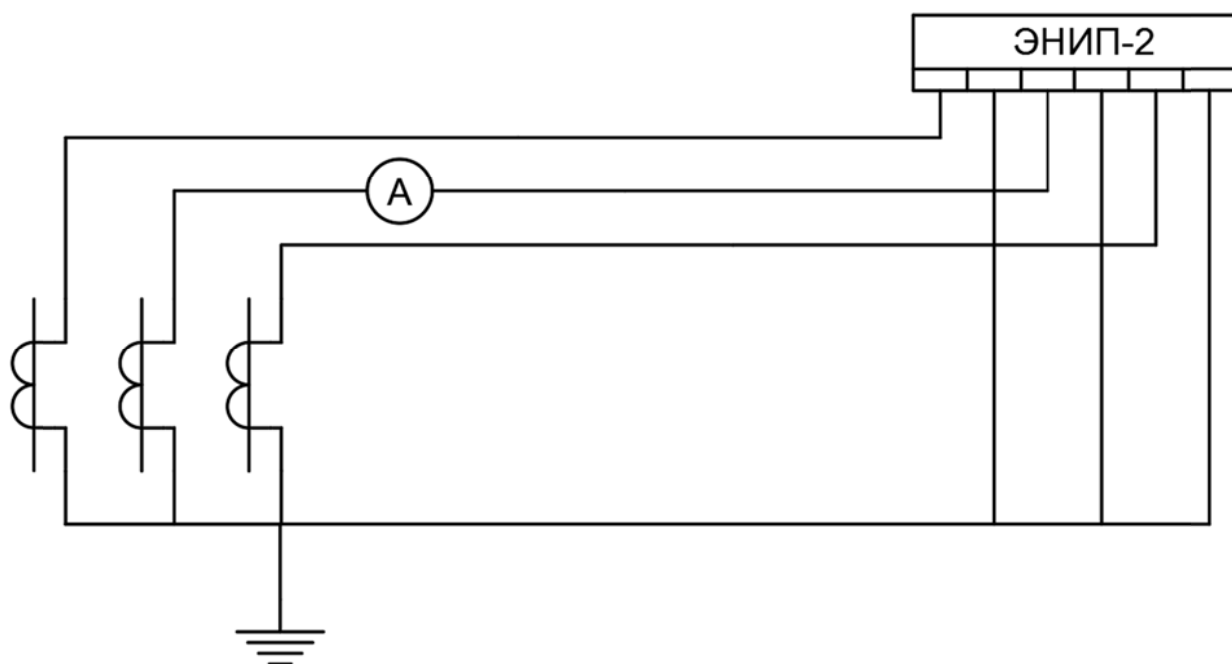


Рис. 26 – Размещение приборов в цепи понижающего трансформатора
 Определяем нагрузку по фазам для наиболее нагруженного ТТ таблица 38:
 Таблица 38 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Нагрузка фазы, ВА		
	А	В	С
Амперметр Э–335	–	0,5	–
ЭНИП–2	0,1	0,1	0,1
Итого:	0,1	0,6	0,1

Видно, что наиболее загруженным является трансформатор тока, установленный на фазе В.

Для работы трансформатора тока в заданном классе точности, необходимо выполнение условия:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{0,8}{5^2} = 0,032 \text{ Ом}$$

При трех приборах переходное сопротивление контактов принимаем $r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$, Так как индуктивное сопротивление токовых цепей не велико то можно принять $Z_{2\text{ном}} = r_2 = 1,2$. $Z_{2\text{ном}}$ – нормированная нагрузка для класса точности 0,5. Найдем $r_{\text{пров}}$:

$$r_{\text{пров}} = r_2 - r_{\text{к}} - r_{\text{приб}} = 1,2 - 0,032 - 0,05 = 1,118 \text{ Ом}$$

В качестве соединительных проводов применяем многожильные контрольные кабели с сечением (по условию прочности) не менее 4 мм². Приблизительная длина кабеля для ЗРУ 10 кВ принимается равной 12 м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 12}{1,118} = 0,30 \text{ мм}^2$$

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 4 мм²
 Результаты проверки выбранного трансформатора тока сведены в таблицу 39:
 Таблица 39 – Проверка трансформатора тока

Расчетные данные	ТЛК–10–2000–0,5/10Р–3У
$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1507 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$i_y = 30 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 28,84 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5 \text{ кА}^2\text{с}$

8.4 ТТ в цепи потребительских линий (фидерах).

Намечаем к установке в цепях секционного выключателя трансформаторы тока типа ТЛК–10–600–0,5/10Р–3У

Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке: согласно [4] установим амперметр Э–330, многофункциональный измерительный преобразователь ЭНИП–2 и счетчик активной и реактивной мощности Меркурий 230ART–03.

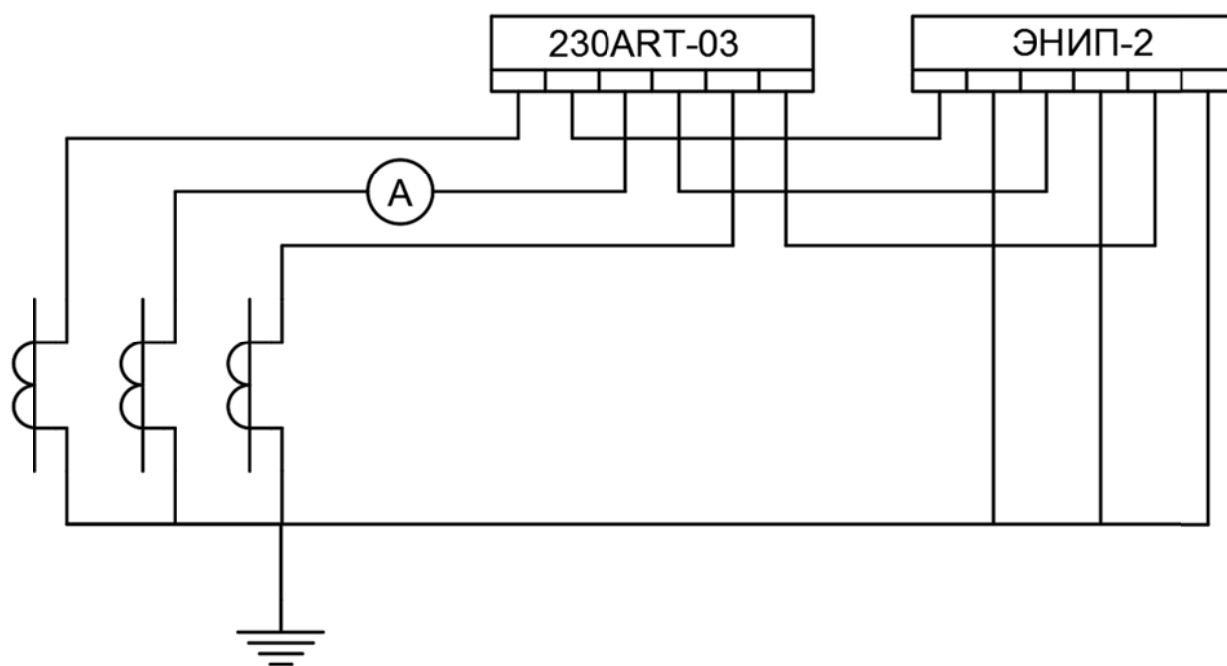


Рис. 27 – Размещение приборов в ТТ на секционном выключателе

Определяем нагрузку по фазам для наиболее нагруженного ТТ таблица 40:
Таблица 40 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Нагрузка фазы, ВА		
	А	В	С
Амперметр Э–335	–	0,5	–
ЭНИП–2	0,1	0,1	0,1
230ART–03	0,1	0,1	0,1
Итого:	0,2	0,7	0,2

Видно, что наиболее загруженным является трансформатор тока, установленный на фазе В.

Для работы трансформатора тока в заданном классе точности, необходимо выполнение условия:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{1,1}{5^2} = 0,044 \text{ Ом}$$

При трех приборах переходное сопротивление контактов принимаем $r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$, Так как индуктивное сопротивление токовых цепей не велико то можно принять $Z_{2\text{ном}} = r_2 = 1,2$. $Z_{2\text{ном}}$ – нормированная нагрузка для класса точности 0,5. Найдем $r_{\text{пров}}$:

$$r_{\text{пров}} = r_2 - r_{\text{к}} - r_{\text{приб}} = 1,2 - 0,044 - 0,05 = 1,106 \text{ Ом}$$

В качестве соединительных проводов применяем многожильные контрольные кабели с сечением (по условию прочности) не менее 4 мм^2 . Приблизительная длина кабеля для ЗРУ 10 кВ принимается равной 12 м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 12}{1,106} = 0,30 \text{ мм}^2$$

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 4 мм^2

Результаты проверки выбранного трансформатора тока сведены в таблицу 41:

Таблица 41 – Проверка трансформатора тока

Расчетные данные	ТЛК–10–600–0,5/10Р–3У
$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 500 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 600 \text{ А}$
$i_{\text{y}} = 30 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 28,84 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5 \text{ кА}^2\text{с}$

8.5 Выбор ТН в цепях РУ НН 10,5 кВ.

Примем к установке 1–фазные трехобмоточные трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ.06–10У3 (согласно техническим данным выбранного КРУ).

Трансформаторы имеют две вторичных обмотки: основную на $100\sqrt{3}$ В и дополнительную на $100\sqrt{3}$ В или 100 В. Для класса точности 0,5 трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи 75 ВА.

К данному ТН подключаем согласно [4] многофункциональный измерительный преобразователь ЭНИП–2, мощность которого составляет: $S_{пр}=173,1$ ВА

У трех трансформаторов ЗНОЛ.06–10У3 мощность $S_{ном}=225$ ВА, что больше $S_{пр}$. Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5.

Для соединения ТН с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 4 мм^2 по условию механической прочности.

8.5.1 Выбор токоведущих частей РУ НН

Выбираем соединение силового трансформатора с КРУ–10 кВ. Соединение осуществляется с помощью гибкого подвесного токопровода. Наметим к установке токопровод типа ТЗК–10–3150–125 с номинальным током 3200 А.

Расчетные токи продолжительного режима были взяты из пункта 6.6:

$$I_{тр.тяж} = 3014 \text{ А}$$

Выбираем сечение токопровода по допустимому току, т.к. токопровод небольшой длины.

Таблица 42 – Выбор токопровода:

Расчетные данные	ТЗК–10–3150–125
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{макс} = 3014 \text{ А}$	$I_{ном} = 3200 \text{ А}$
$I_y = 30 \text{ кА}$	$I_{дин} = 128 \text{ кА}$

8.6 Выбор схемы питания собственных нужд

8.6.1 Определение мощности потребителей собственных нужд

Приемниками энергии системы собственных нужд подстанции являются электродвигатели системы охлаждения трансформаторов; устройства обогрева выключателей, шкафов; электродвигатели приводов выключателей и разъединителей; компрессорные установки; освещение и отопление; система подзарядки аккумуляторных батарей; система пожаротушения. Наиболее ответственные потребители – оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система

					13.03.02.2017.013.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

пожаротушения, электроприемники компрессорной. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая питается от понижающих трансформаторов.

Определяем основные нагрузки собственных нужд подстанции в таблице 43:

Таблица 43 – основные нагрузки ТСН

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos(φ)	Sin(φ)	Нагрузки	
	Ед., Вт·кол-в	Всего, кВт			P _{уст} , кВт	Q, квар
Охлаждение ТДН– 40000/110/11	2,5×2	5	0.85	0,53	5	4,25
Подогрев ВГТ–110	1,8×6	10,8	1	0	10,8	–
Подогрев ячеек КРУ	1×17	17	1	0	17	–
Подогрев приводов разъединителей	0,6×12	7,2	1	0	7,2	–
Отопление, освещение ЗРУ 10,5 кВ	–	7	1	0	7	–
Освещение ОРУ 110 кВ	–	2	1	0	2	–
Подогрев релейного шкафа	1,0×19	19	1	0	19	–
Зарядно–подзарядное устройство ВАЗП– 380/260–40/80	23×2	46	1	0	46	0

ИТОГО 113,2 4,25

Номинальная мощность потребителей собственных нужд:

$$S_{\text{ном}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{113,2^2 + 4,25^2} = 113,2 \text{ кВА}$$

Расчетная мощность потребителей собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot \sqrt{P^2 + Q^2} = 90,6 \text{ кВА}$$

k_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки;

При расчете мощности собственных нужд не учитывалась кратковременная нагрузка (электродвигатели приводов выключателей, разъединителей и т.п.). Остальная часть потребителей (система аварийного освещения, системы управления, сигнализации и т.п.) питаются на постоянном оперативном токе от аккумуляторных батарей.

8.6.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Прежде всего учтем тот факт, что предельная мощность каждого трансформатора собственных нужд должна быть не более 630 кВА. Также на двух трансформаторных подстанциях устанавливают два трансформатора собственных нужд. Принимаем к установке два трансформатора единичной мощности:

					13.03.02.2017.013.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

9 Выбор ограничителей перенапряжения

ОПН, является средством ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования линии и подстанции, повышает надежность работы объекта защиты. Не должен снижать надежности за счет собственного повреждения. Поэтому выбор его должен быть тщательно взвешен и обоснован.

Главным обстоятельством определяющим безаварийную работу ОПН является длительно допустимое приложенное напряжение.

Определим расчетную величину длительного напряжения на ограничителе 110 кВ установленного в цепи трансформатора ТДН–40000/110/10:

$$U_{\text{нрo}} \geq \frac{U_{\text{нр}}}{\sqrt{3}} \quad (34)$$

Где $U_{\text{нрo}}$ – длительно допустимое напряжение приложенное к ОПН;

$U_{\text{нр}}$ – напряжение на подстанции с учетом повышения напряжения на 15 процентов.

Тогда длительно допустимое напряжение на ОПН:

$$U_{\text{нрo}} \geq \frac{126,5}{\sqrt{3}} = 74,4 \text{ кВ}$$

Тогда в соответствии со справочником примем $U_{\text{нрo}} = 77 \text{ кВ}$

Вторым параметром по которому выбирается ОПН является удельная энергоемкость $W_{\text{уд}}$ (кДж/кВ), которую можно определить по амплитуде прямоугольного тока длительностью 2000 мкс. Для класса напряжения 110 кВ амплитуда прямоугольного тока составляет от 300 до 500 Ампер чему соответствует энергоемкость 2,5 до 3 кДж/кВ.

Исходя из полученных данных примем к установке ОПН–П–110/550/77/10–III(IV)–УХЛ1.

Расчетные и каталожные данные ОПН сведены в таблицу 44:

Таблица 44 – Расчетные и каталожные данные ОПН

Расчетные данные	ОПН–П–110/550/77/10–III(IV)–УХЛ1
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$
$U_{\text{нрo}} = 74,4 \text{ кВ}$	$U_{\text{нрo}} = 77 \text{ кВ}$
$I_{\text{к}} = 300 \dots 500 \text{ А}$	$I_{\text{к}} = 550 \text{ А}$
$W_{\text{уд}} = 2,5 \dots 3 \text{ кДж/кВ}$	$W_{\text{уд}} = 3,1 \text{ кДж/кВ}$

В нейтрале трансформатора в нормальном режиме напряжение частотой 50 Гц ближе к нулю. Однако при несимметричных КЗ в течении 0,15–0,2 секунд напряжение может повышаться до фазного, то есть до 74,4 кВ. Тогда согласно

рисунку 2.15 из каталога ОАО позитрон для $t = 0,2$ секунд $K_B = 1,43$ поэтому для ОПН устанавливаемого в нейтрали:

$$U_{\text{нро}} \geq \frac{U_{\text{нр}}}{\sqrt{3} \cdot K_B} \quad (35)$$

$$U_{\text{нро}} \geq \frac{126,5}{\sqrt{3} \cdot 1,43} = 52,03 \text{ кВ}$$

К установке примем ОПН–Н–110/56/10/550 – УХЛ1. Расчетные и каталожные данные сведены в таблицу 45:

Таблица 45 – Расчетные и каталожные данные ОПН

Расчетные данные	ОПН–Н–110/56/10/550 – УХЛ1
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$
$U_{\text{нро}} = 52,03 \text{ кВ}$	$U_{\text{нро}} = 77 \text{ кВ}$
$I_k = 300 \dots 500 \text{ А}$	$I_k = 550 \text{ А}$
$W_{\text{уд}} = 2,5 \dots 3 \text{ кДж/кВ}$	$W_{\text{уд}} = 3,1 \text{ кДж/кВ}$

Выбор ОПН в ячейку КРУ выбирается согласно методике приведенной выше.

$$U_{\text{нро}} \geq \frac{12}{\sqrt{3}} = 7,058 \text{ кВ}$$

Тогда в соответствии со справочником примем $U_{\text{нро}} = 10 \text{ кВ}$

Определим $W_{\text{уд}}$: Для класса напряжения 10 кВ амплитуда прямоугольного тока составляет от 200 до 500 А, чему соответствует энергоемкость до 2кДж/кВ.

Исходя из полученных данных примем к внутренней установке ОПН–П/ЗЭУ–10/10/10/550 – УХЛ1.

Расчетные и каталожные данные ОПН сведены в таблицу 46:

Таблица 46 – Расчетные и каталожные данные ОПН

Расчетные данные	ОПН–П–110/550/77/10–III(IV)–УХЛ1
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$
$U_{\text{нро}} = 7,058 \text{ кВ}$	$U_{\text{нро}} = 10 \text{ кВ}$
$I_k = 200 \dots 500 \text{ А}$	$I_k = 550 \text{ А}$
$W_{\text{уд}} = \text{до } 2 \text{ кДж/кВ}$	$W_{\text{уд}} = 2,9 \text{ кДж/кВ}$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены варианты развития электрической сети 110/10кВ, произведен выбор наиболее надежного и перспективного варианта. Выбор наилучшего варианта сети выполнен на основе разгрузки перегруженных линий электропередач и анализа приведенных затрат.

При разработке проекта, произведен полный расчет электрической сети, рассмотрены пики нагрузок, проанализировано состояние сети, и ее возможное развитие. Опоры унифицированные. Спроектированная линия электропередач позволила нам поднять надежность всей системы. В последующем новая линия разгрузила перегруженную, тем самым улучшила как экономические показатели, так и увеличила надежность всей системы.

Выполнен выбор оборудования и разработано конструктивное выполнение для новой подстанции «Восход».

					13.03.02.2017.013.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

