

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт
Факультет Заочный
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 электрической сети промышленного энергоузла с
разработкой ПС 110/10 кВ

(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ЮУрГУ – 13.03.02. 2018. 13-215-1899. ВКР

(код направления, год, номер студенческого)

Руководитель, доцент, д.т.н

_____/ А.В.Коржов /

« _____ » _____ 20__ г.

Автор

студент группы ПЗ-590с

_____/ И.В.Куприков /

« _____ » _____ 20__ г.

Нормоконтролер, доцент, д.т.н

_____/ А.В.Коржов /

« _____ » _____ 20__ г.

Челябинск 2018

АННОТАЦИЯ

Куприков И.В. «Анализ режимов работы электрической сети промышленного энергетического узла с разработкой подстанции «Звёздная» 110/10кВ», - Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ-590с, 70 с., 43 табл., 25 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: NetWorks Microsoft Word, Visio, Autocad.

					13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Куприков И.В.			<i>Анализ режимов работы энергетической сети промышленного энергоузла с разработкой ПС 110/10 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Коржов А.В.					6	70
<i>Реценз.</i>						ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ		
<i>Н. Контр.</i>		Коржов А.В.						
<i>Утверд.</i>								

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	7
ВВЕДЕНИЕ.	9
1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	10
1.1 ПРОВЕРКА НАЧАЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ СЕТИ	11
1.2 ПАРАМЕТРЫ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЛЭП	12
2 АНАЛИЗ ИСХОДНОЙ СЕТИ	14
2.1 РАСЧЕТ СЕТИ ПРИ ПОМОЩИ ЭВМ	14
3 ВАРИАНТЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ.....	17
3.1 ВАРИАНТ №1	17
3.2 ВАРИАНТ №2	20
3.3 ВАРИАНТ №3	26
3.4 ВАРИАНТ №4	30
4 СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ. РАСЧЕТ ПРИВЕДЕННЫХ ЗАТРАТ	34
5 АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ.....	36
5.1 РАСЧЕТ РЕЖИМА МИНИМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК.....	36
5.2 ПОСЛЕАВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ.....	38
5.3 АНАЛИЗ ПОЛУЧЕННЫХ ДАННЫХ:.....	39
6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ, ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ РАСЧЕТ. 41	
6.1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	41
6.2 ВЫБОР СХЕМЫ СОЕДИНЕНИЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	41
6.3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	42
6.4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ	42
6.5 ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ	42
6.5.1 ВЫБОР РУВН.....	42
6.5.2 ВЫБОР РУНН	43
6.6 РАСЧЕТ ТОКОВ В НОРМАЛЬНОМ И ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОМ РЕЖИМАХ.....	44
6.6.1 РАСЧЕТНЫЕ ТОКИ НА ВЫСШЕМ НАПРЯЖЕНИИ:	44
6.6.2 РАСЧЕТНЫЕ ТОКИ НА НИЗШЕМ НАПРЯЖЕНИИ:	44
6.7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	45
7 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ НА СТОРОНЕ ВН	47
7.1.1 ВЫБОР ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ.....	47

					13.03.02.2018. 13.215 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

7.1.2	ВЫБОР РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ.....	47
7.2	ВЫБОР ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ, ПРИБОРОВ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. ..	50
7.3	ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА НА ВН	50
7.3.1	ТТ В ЦЕПИ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	50
7.3.2	ТТ В ЦЕПЯХ ПЕРЕМЫЧЕК	52
7.4	ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ.....	54
7.5	ТОКОВЕДУЩИЕ ЧАСТИ РУ 110 КВ.....	54
8	ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ НА СТОРОНЕ НН.....	55
8.1	КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО	55
8.2	ВЫКЛЮЧАТЕЛИ РУ НН 10,5 КВ	55
8.3	ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА НА РУ НН 10.5 КВ	57
8.3.1	ТТ В ЦЕПИ СЕКЦИОННОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ	57
8.3.2	ТТ В ЦЕПИ ПОНИЖАЮЩЕГО ТРАНСФОРМАТОРА НА СТОРОНЕ НН 10 КВ	58
8.4	ТТ В ЦЕПИ ПОТРЕБИТЕЛЬСКИХ ЛИНИЙ (ФИДЕРАХ).....	60
8.5	ВЫБОР ТН В ЦЕПЯХ РУ НН 10,5 КВ.....	62
8.5.1	ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ РУ НН	62
8.6	ВЫБОР СХЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД.....	62
8.6.1	ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ СОБСТВЕННЫХ НУЖД.....	62
8.6.2	ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД.....	63
8.6.3	ВЫБОР СХЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД.....	64
9	ВЫБОР ОГРАНИЧИТЕЛЕЙ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ	65
10	ЭМС В РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ	67
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	69
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	70

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

					13.03.02.2018. 13.215 ПЗ ВКР	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Исходные данные

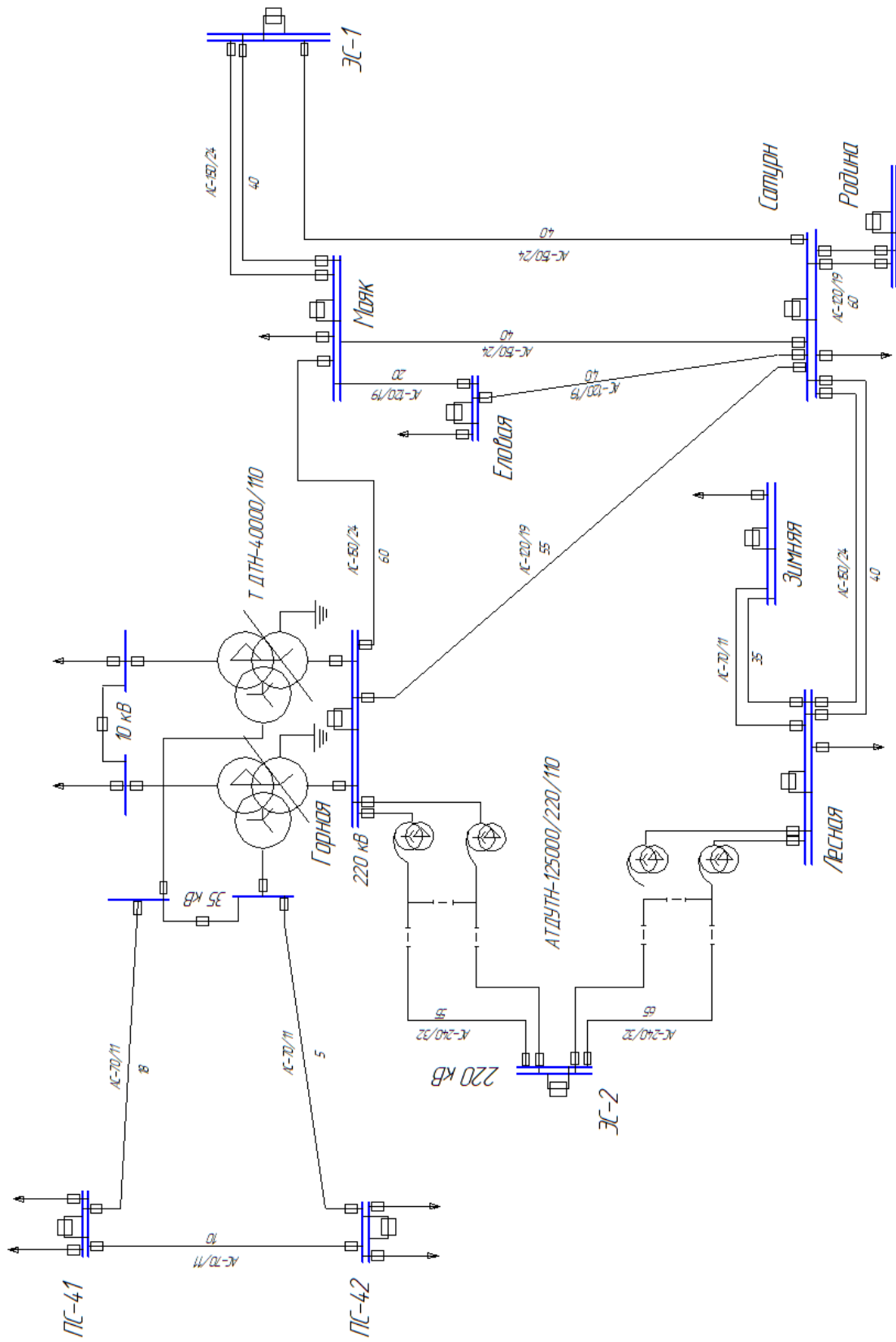


Рис. 1 – Исходная схема сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР

Таблица 1 – Параметры ЛЭП

Начальный узел	Конечный узел	Тип провода	L, км
Родина	Сатурн	АС 120/19	60
Сатурн	ЭС 1	АС 150/24	50
Сатурн	Маяк	АС 150/24	40
Сатурн	Еловая	АС 120/19	40
Сатурн	Горная	АС 120/19	55
Сатурн	Лесная	АС 150/24	40
Маяк	Еловая	АС 120/19	20
Маяк	Горная	АС 150/24	60
ЭС 2	Лесная	АС 240/32	65
ЭС 2	Горная	АС 240/32	55
Лесная	Зимняя	АС 70/11	35
ЭС 1	Маяк	АС 150/24	40
Горная 35кВ	ПС 41	АС 70/11	18
Горная 35кВ	ПС 42	АС 70/11	45
ПС 41	ПС 42	АС 70/11	10

Таблица 2 – Нагрузки в узлах

Название	$P_{нагр},$ МВт	$Q_{нагр},$ МВар
Родина	11,87	-6,6
Сатурн	35,0	16,8
Горная 35 кВ	12,0	6,24
Горная 10 кВ	35,0	16,8
Маяк	44	22,44
Лесная	24	10,8
Еловая	55	21,3
Зимняя	21	10,08
ЭС 1	-60	-45
ЭС 2	-163,0	-70

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.

Для п-ст. Горная:

На данной подстанции установлены два ТДТН–40000/110

					13.03.02.2018. 13.215 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

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:

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

$$S_{\text{макс}} = (35 + j16,8) + (4 + j1,92) + (8 + j4,32) = (47 + j23,04) \text{ МВА}$$

$$S_{\text{макс}} = 52,34 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{52,34}{1,4} = 37,39$$

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

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
АТДЦТН - 125000-220/110	125	125	992,2	0,443	0,126	1,673	30,42	0	54,22	230	121	0,4

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	$b_0, 10^{-6}$ См/км	$r_{\text{л}}$, Ом	$x_{\text{л}}$, Ом	$b_{\text{л}}$, 10^{-6} См
1	1	2	АС 120/19	60	2	0,244	0,427	2,658	7,32	12,81	318,36
2	2	3	АС 150/24	40	1	0,422	0,432	2,547	8,16	16,8	108,28
3	11	2	АС 150/24	50	1	0,204	0,42	2,707	10,2	21	135,35
4	5	2	АС 150/24	40	2	0,204	0,42	2,707	4,08	8,4	216,56
5	4	3	АС 150/24	60	1	0,204	0,42	2,707	12,24	25,2	162,42
6	4	2	АС 120/19	55	1	0,244	0,427	2,658	13,42	23,48	146,19

					13.03.02.2018. 13.215 ПЗ ВКР				Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					12

№ ЛЭП	Нач. узел	Кон. узел	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
7	11	3	АС 150/24	40	2	0,204	0,42	2,707	4,08	8,4	216,56
8	5	7	АС 70/11	35	2	0,422	0,432	2,547	7,385	7,77	178,29
9	3	6	АС 120/19	20	1	0,244	0,427	2,658	4,88	8,54	53,16
10	2	6	АС 120/19	40	1	0,244	0,427	2,658	9,76	17,08	106,32
11	12	4	АС 240/32	55	2	0,118	0,405	2,808	3,24	11,14	308,88
12	12	5	АС 240/32	65	2	0,118	0,405	2,808	3,83	13,16	365,04
13	9	10	АС 70/11	10	1	0,422	0,432	2,547	4,22	4,44	25,47
14	8	10	АС 70/11	5	1	0,422	0,432	2,547	2,11	2,22	12,735
15	8	9	АС 70/11	18	1	0,422	0,432	2,547	7,596	7,99	45,846

					13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

2 Анализ исходной сети

2.1 Расчет сети при помощи ЭВМ

Проведем расчет режима сети при помощи программы NetWORKS

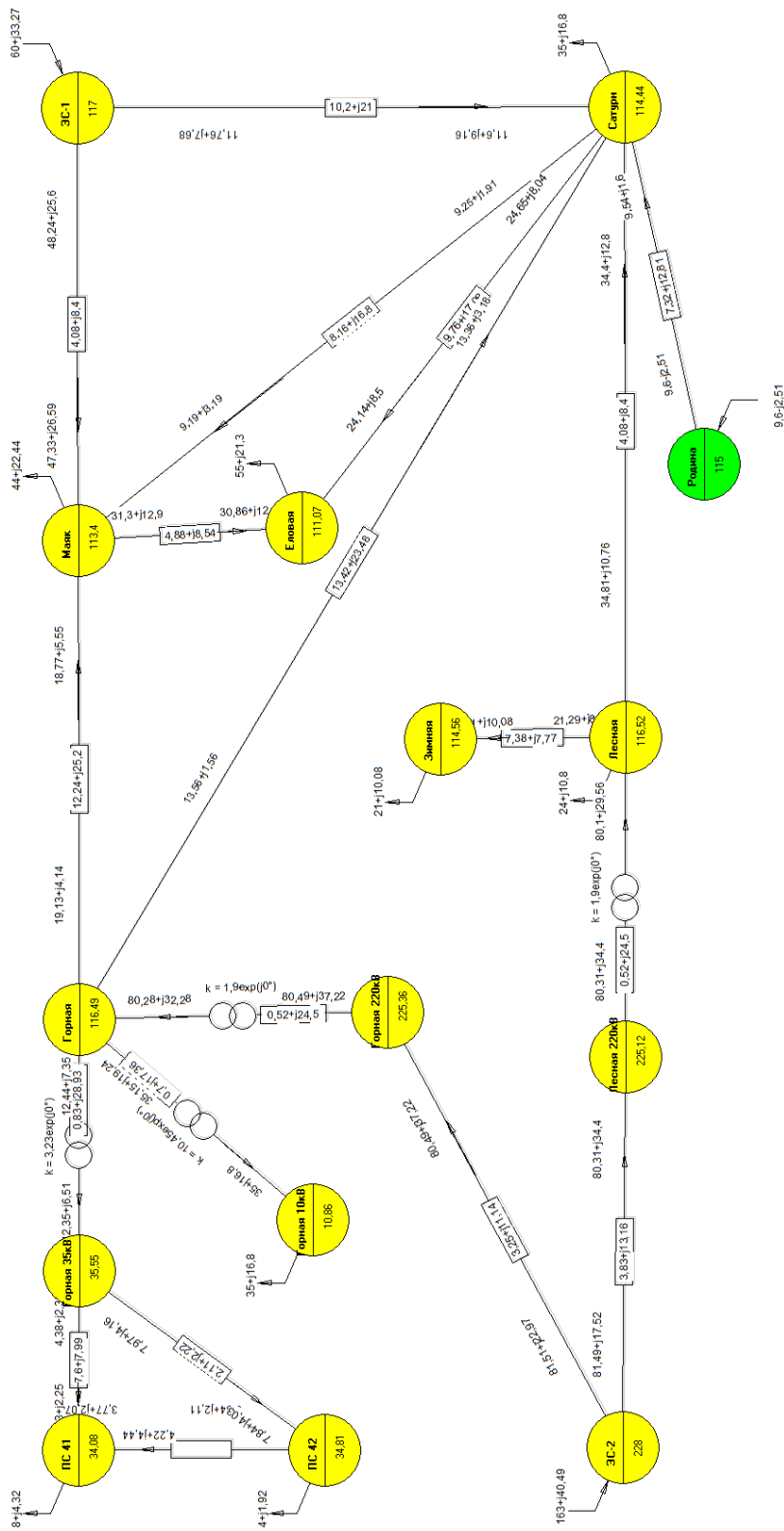


Рис. 2 – Начальный установившийся режим

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

13.03.02.2018. 13.215 ПЗ ВКР

Лист

14

Таблица 5 – Токи в ветвях, потери, потоки мощностей

Тип	№ На ч	№ Ко н	Название	I, А	dP, МВт	dQ, МВа р	Поток нач.	Поток кон.
ЛЭП	1	2	Родина – Сатурн	53,42	0,06	0,11	10,6-J3,04	10,53-J1,05
ЛЭП	2	3	Сатурн – Маяк	49,62	0,06	0,11	9,52+J1,77	9,46+J3,05
ЛЭП	11	2	ЭС 1 - Сатурн	70,81	0,19	0,39	11,31+J7,9	11,16+J9,4
ЛЭП	5	2	Лесная – Сатурн	182,58	0,37	0,77	34,75+J10,79	34,34+J12,84
ЛЭП	4	3	Горная - Маяк	98,83	0,36	0,74	19,25+J4,09	18,9+J5,5
ЛЭП	4	2	Горная - Сатурн	68,11	0,19	0,34	13,5+J1,6	13,3+J3,23
ЛЭП	11	3	ЭС 1 - Маяк	273,28	0,95	1,96	47,69+J25,87	46,79+J26,89
ЛЭП	5	7	Лесная - Зимняя	114,96	0,29	0,31	21,29+J8,01	21+J10,08
ЛЭП	3	6	Маяк - Еловая	172,47	0,44	0,78	31,4+J13	30,7+J12,9
ЛЭП	2	6	Сатурн - Еловая	132,56	0,5	0,87	24,81+J7,94	24,3+J8,4
ЛЭП	12	13	ЭС 2 – Горная 220кВ	220,32	0,47	1,62	81,57+J22,97	80,55+J37,22
ЛЭП	12	14	ЭС 2 – Лесная 220 кВ	216,48	0,54	1,85	81,43+J17,55	80,24+J34,44
ЛЭП	10	9	ПС 42 – ПС 41	72,23	0,07	0,07	3,84+J2,11	3,77+J2,07
ЛЭП	8	10	Горная 35кВ – ПС 42	146,07	0,13	0,14	7,97+J4,16	7,84+J4,03
ЛЭП	8	9	Горная 35кВ – ПС 41	80,97	0,15	0,16	4,38+J2,35	4,23+J2,25
Тр–р	13	4	Горная 220кВ - Горная	454,66	0,08	3,75	81,2+J36,37	80,98+J30,68
Тр–р	14	5	Лесная 220кВ - Лесная	447,9	0,08	3,64	79,15+33,36	78,93+J27,97
Тр–р	15	4	Горная – Горная 10	198,61	0,08	2,03	35,15+J19,23	35+J16,8
Тр–р	15	13	Горная – Горная 35	71,56	0,01	0,43	12,46+J7,36	12,36+J6,52

Таблица 6 – Напряжения в узлах.

№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ
1	Родина	110	115	9	ПС 41	35	34,08
2	Сатурн	110	114,44	10	ПС 42	35	34,81
3	Маяк	110	113,4	11	ЭС 1	110	117
4	Горная	110	116,49	12	ЭС 2	220	228
5	Лесная	110	116,52	13	Горная 220кВ	220	226,62
6	Еловая	110	111,07	14	Лесная 220кВ	220	226,06
7	Зимняя	110	114,56	15	Горная 10кВ	10	10,86
8	Горная 35кВ	35	35,55				

Анализ полученных данных:

					13.03.02.2018. 13.215 ПЗ ВКР	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1) В узле № 4, №5 и № 11 наблюдается повышение напряжения на 5,9%, 5,92% и 6,36% соответственно выше номинального. Это нужно учесть при подключении новых потребителей.

2) Самой загруженной линией с маркой провода АС 150/24 является ветвь 11–3. Нужно учесть, что данная линия является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из-за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 273,28 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 3–6. По данной линии течет ток величиной 172,47 А, значит $I < I_{дл.}$ (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 8–10. По данной линии течет ток величиной 146,07 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) Самой загруженной линией с маркой провода АС 240/32 является ветвь 12–13. Нужно учесть, что данная линия является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из-за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 220,32 А, значит $I_{ав} < I_{дл.доп}$ (для АС 240/32 $I_{дл.доп} = 605 А$). Из этого следует, что в дальнейшем нам можно использовать дальше эту и другие линии с данной маркой провода. Реконструкция не требуется.

6) Потери во всей системе $dP=6,603$ МВт $dQ=-33,20$ МВар

					<i>13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

3 Варианты развития энергосистемы

3.1 Вариант №1

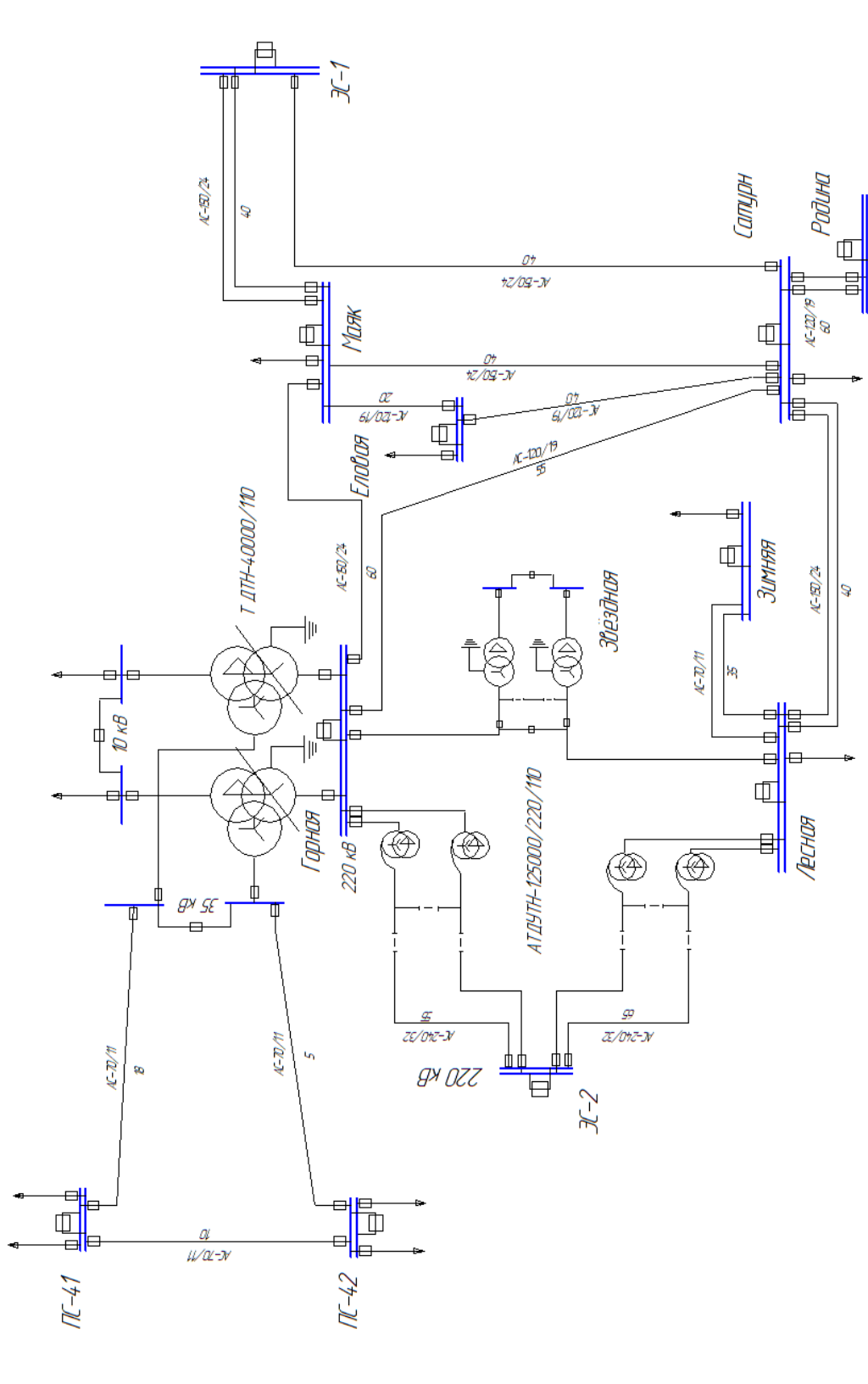


Рис 3 – 1 вариант подключения подстанции «Звездная»

					13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

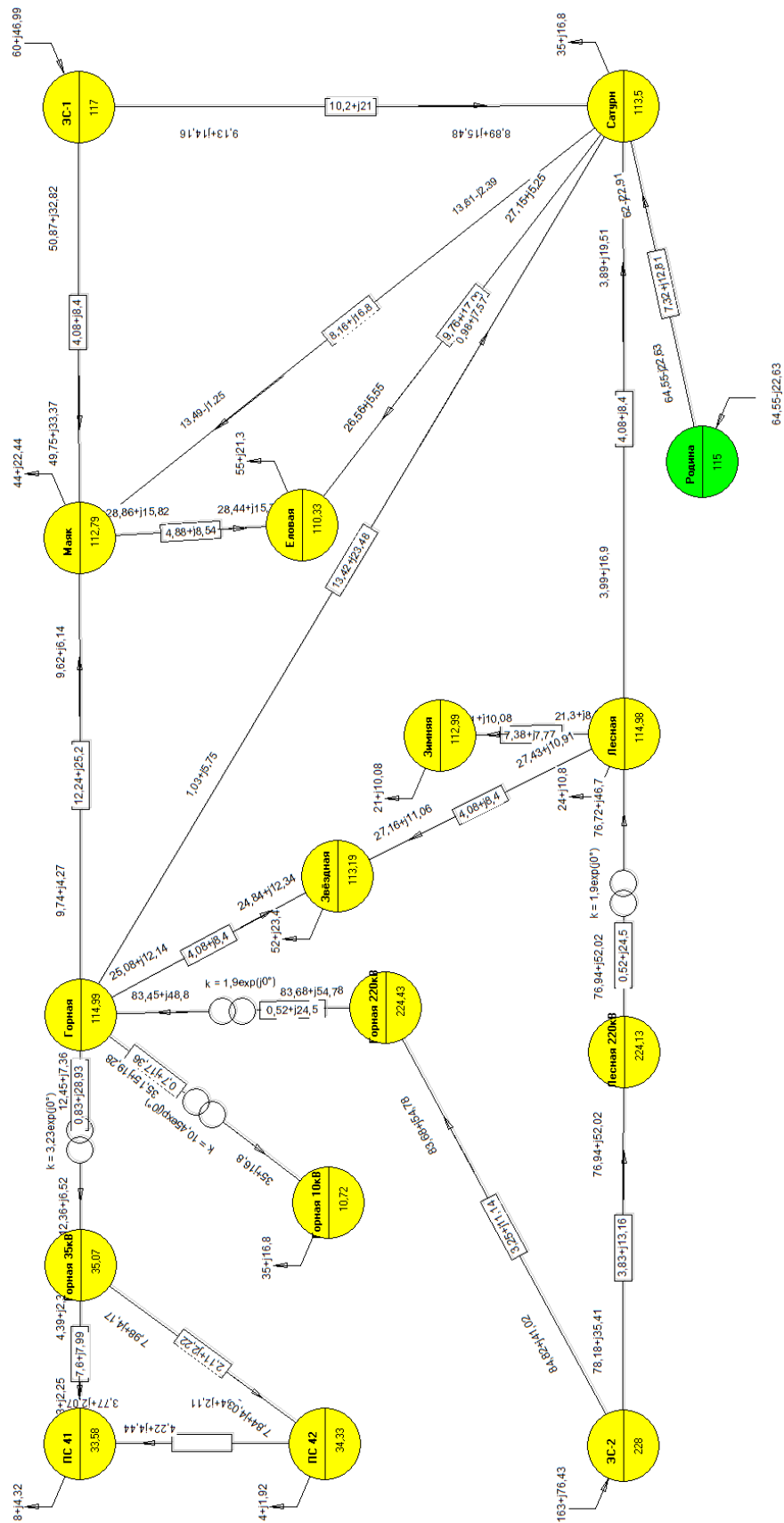


Рис. 4 – Установившийся режим 1 варианта

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР

Таблица 7 – Токи в ветвях, потери, потоки мощностей

Тип	№ На ч	№ Ко н	Название	I, А	dP, МВт	dQ, МВа р	Поток нач.	Поток кон.
ЛЭП	1	2	Родина – Сатурн	345,94	2,63	4,6	65,64-J23,09	63,23-J23,53
ЛЭП	2	3	Сатурн – Маяк	71,2	0,12	0,26	13,87-J2,54	13,75-J1,41
ЛЭП	11	2	ЭС 1 - Сатурн	86,98	0,23	0,48	8,68+J14,41	8,45+J15,74
ЛЭП	5	2	Лесная – Сатурн	94,52	0,11	0,23	3,91+J16,98	3,8+J19,58
ЛЭП	4	3	Горная - Маяк	56,2	0,12	0,24	9,87+J4,21	9,75+J6,08
ЛЭП	4	2	Горная - Сатурн	34,31	0,06	0,1	0,88+J6,38	0,82+J8,19
ЛЭП	11	3	ЭС 1 - Маяк	301,24	1,11	2,49	50,32+J33,12	49,21+J33,7
ЛЭП	5	7	Лесная - Зимняя	116,64	0,3	0,32	21,3+J8,08	21+J10,08
ЛЭП	3	6	Маяк - Еловая	168,88	0,42	0,73	28,71+J15,92	28,29+J15,85
ЛЭП	2	6	Сатурн - Еловая	142,04	0,59	1,03	27,31+J5,15	26,71+J5,45
ЛЭП	12	13	ЭС 2 – Горная 220кВ	247,64	0,6	2,05	84,87+J41,05	83,72+J54,81
ЛЭП	12	14	ЭС 2 – Лесная 220кВ	227,54	0,6	2,04	78,13+ J35,46	76,89+J52,07
ЛЭП	10	9	ПС 42 – ПС 41	73,82	0,07	0,07	3,84+J2,11	3,77+J2,07
ЛЭП	8	10	Горная 35кВ – ПС 42	148,2	0,14	0,15	7,98+J4,17	7,84+J4,03
ЛЭП	8	9	Горная 35кВ – ПС 41	82,17	0,15	0,16	4,39+J2,36	4,23+J2,25
ЛЭП	4	16	Горная – Звёздная	140,6	0,24	0,5	25,05+J12,16	24,81+J12,37
ЛЭП	5	16	Лесная – Звёздная	149,03	0,27	0,56	27,47+J10,89	27,19+J11,03
Тр-р	13	4	Горная 220кВ - Горная	485,65	0,1	4,8	83,66+J57,68	83,4+J50,57
Тр-р	14	5	Лесная 220кВ - Лесная	450,97	0,09	4,14	76,23+ J53,27	76+J47,41
Тр-р	15	4	Горная – Горная 10	201,32	0,08	2,08	35,15+J19,28	35+J16,8
Тр-р	15	13	Горная – Горная 35	72,64	0,01	0,44	12,45+J7,36	12,36+J6,52

Таблица 8 – Напряжения в узлах

№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ
1	Родина	110	115	9	ПС 41	35	33,58
2	Сатурн	110	113,49	10	ПС 42	35	34,33
3	Маяк	110	112,79	11	ЭС 1	110	117
4	Горная	110	114,98	12	ЭС 2	220	228
5	Лесная	110	114,97	13	Горная 220кВ	220	224,43
6	Еловая	110	110,32	14	Лесная 220кВ	220	224,13
7	Зимняя	110	112,98	15	Горная 10кВ	10	10,72
8	Горная 35кВ	35	35,07	16	Звёздная	110	113,19

13.03.02.2018. 13.215 ПЗ ВКР

Лист

19

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

Определим расчетные токи для ЛЭП подстанции Звёздная

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

$$S = \sqrt{52^2 + 23,4^2} = 54,82 \text{ МВА}$$

С учетом отказа одной линии:

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

$$I_{\text{макс}} = \frac{54,82}{\sqrt{3} \cdot 110} = 299,28 \text{ А}$$

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

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{299,28}{2 \cdot 1}$$

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	20	1	0,204	0,420	2,707	4,08	8,4	54,14
2	АС150/24	20	1	0,204	0,420	2,707	4,08	8,4	54,14

Анализ полученных данных:

1) В узле № 11 с $U_{\text{ном}}$ 110кВ наблюдается наибольшее повышение напряжения на 6,36 % выше номинального. В узле № 8 напряжение равно номинальному $U_{\text{ном}}$ 35кВ. В узле № 15 с $U_{\text{ном}}$ 10,5кВ наблюдается напряжения на 1,12% выше номинального. Данные напряжения соответствуют рабочему режиму.

2) Самой загруженной линией с маркой провода АС 150/24 является ветвь 11–3. Нужно учесть, что данная линии является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из–за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 301,24 А, значит $I_{\text{ав}} < I_{\text{дл.доп}}$ (для АС–150/24 $I_{\text{дл.доп}} = 450\text{А}$). 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 1–2. Нужно учесть, что данная линии является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из–за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 345,94 А, значит $I_{\text{ав}} < I_{\text{дл.доп}}$ (для АС–120/19 $I_{\text{дл.доп}} = 390\text{А}$). Из этого следует, что в дальнейшем нам можно использовать дальше эту и другие линии с данной маркой провода. Реконструкция не требуется.

					13.03.02.2018. 13.215 ПЗ ВКР				Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					20

4) Самой загруженной линией с маркой провода АС 70/11 является ветвь 8–10. По данной линии течет ток величиной 148,2 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) Самой загруженной линией с маркой провода АС 240/32 является ветвь 12–13. Нужно учесть, что данная линия является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из-за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 247,64 А, значит $I_{ав} < I_{дл.доп}$ (для АС 240/32 $I_{дл.доп} = 605 А$). Из этого следует, что в дальнейшем нам можно использовать дальше эту и другие линии с данной маркой провода. Реконструкция не требуется.

6) Потери во всей системе $dP=9,638 МВт$ $dQ=-26,912 МВар$

					<i>13.03.02.2018. 13.215 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

3.2 Вариант №2

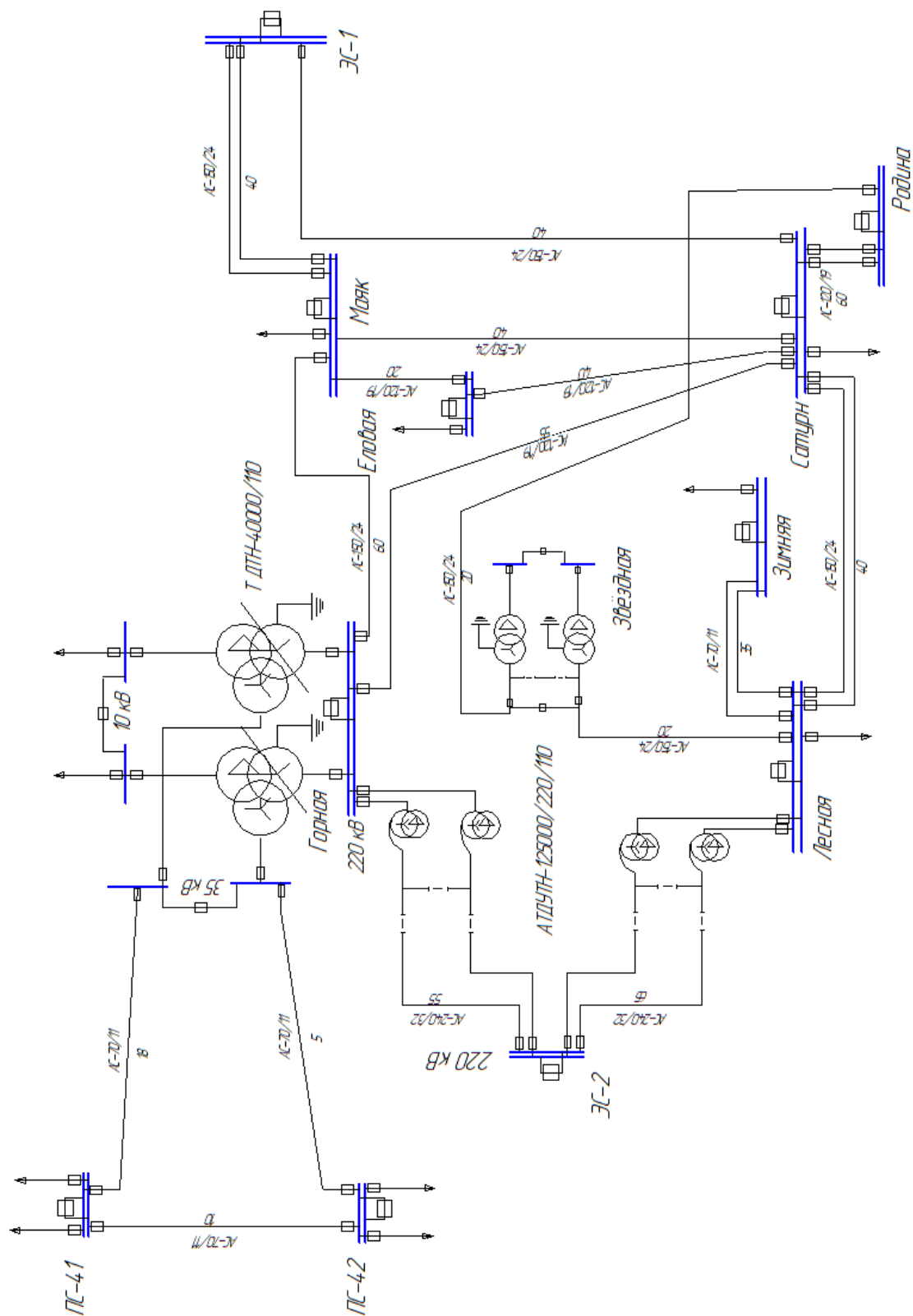


Рис. 5 – 2 вариант подключения подстанции «Звездная»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР

Лист
22

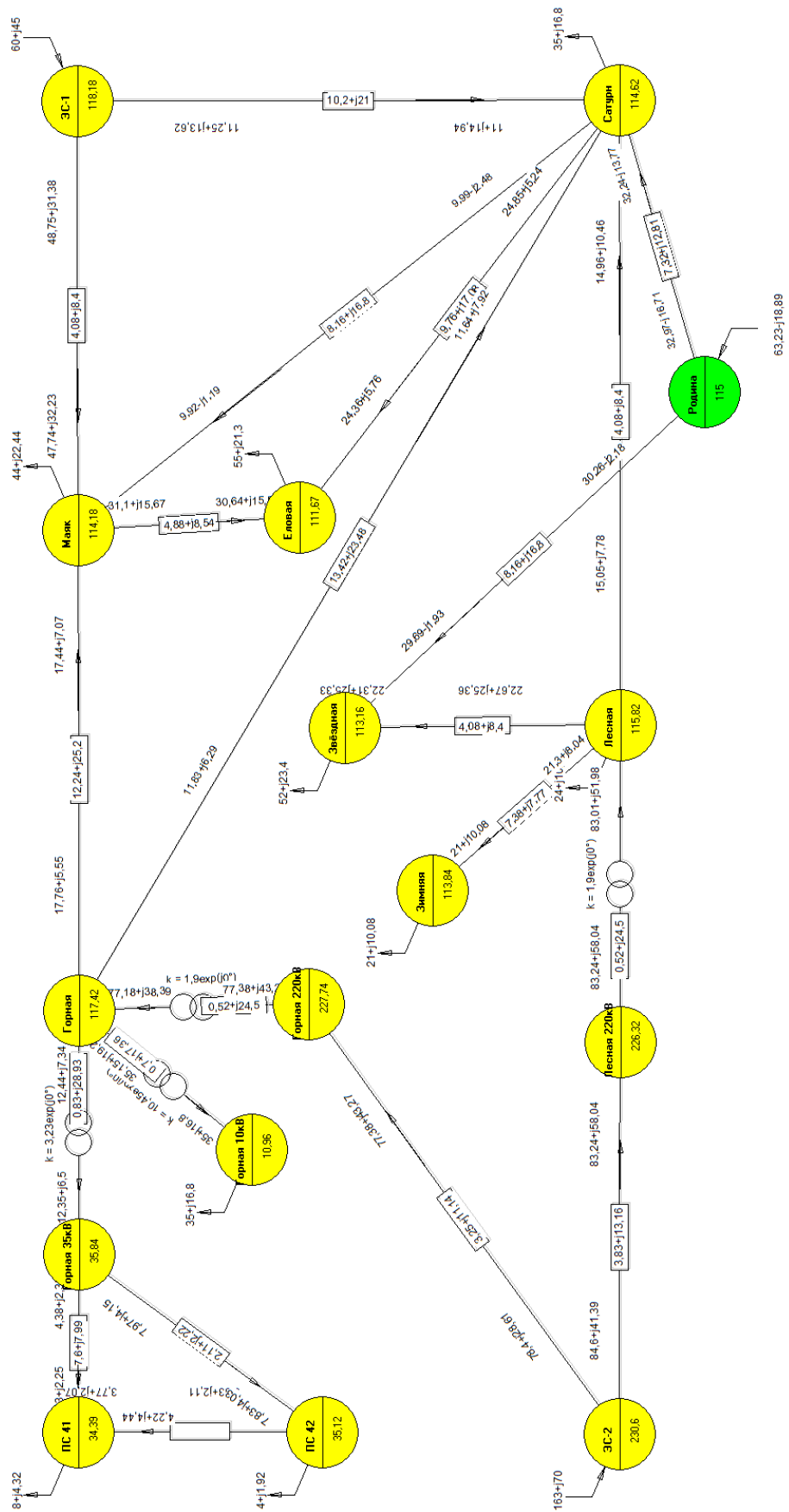


Рис. 6 – Установившийся режим 2 варианта

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР

Таблица 10 – Токи в ветвях, потери, потоки мощностей

Тип	№ На ч	№ Ко н	Название	I, А	dP, МВт	dQ, МВа р	Поток нач.	Поток кон.
ЛЭП	1	2	Родина – Сатурн	184,2	0,75	1,3	33,68-J16,67	32,92-J13,77
ЛЭП	2	3	Сатурн – Маяк	52,38	0,7	0,14	10,24-J2,48	10,18-J1,2
ЛЭП	2	11	ЭС 1 - Сатурн	88,7	0,24	0,5	10,82+J13,62	10,58+J14,96
ЛЭП	5	2	Лесная – Сатурн	88,82	0,12	0,25	15,24+J7,78	15,14+J10,45
ЛЭП	4	3	Горная - Маяк	94,0	0,32	0,67	17,91+J5,56	17,58+J7,07
ЛЭП	4	2	Горная - Сатурн	68,24	0,19	0,33	11,8+J6,29	11,61+J7,93
ЛЭП	11	3	ЭС 1 - Маяк	285,2	1,0	2,05	48,18+J31,38	47,19+J32,25
ЛЭП	5	7	Лесная - Зимняя	115,76	0,3	0,31	21,3+J8,04	21+J10,08
ЛЭП	3	6	Маяк - Еловая	176,29	0,45	0,8	30,94+J15,68	30,49+J15,56
ЛЭП	2	6	Сатурн - Еловая	129,52	0,49	0,86	25,01+J5,24	24,51+J5,74
ЛЭП	12	13	ЭС 2 – Горная 220кВ	216,6	0,46	1,57	78,52+J28,65	77,5+J43,29
ЛЭП	12	14	ЭС 2 – Лесная 220 кВ	246,5	0,7	2,4	84,48+ J41,35	83,12+J57,99
ЛЭП	10	9	ПС 42 – ПС 41	72,11	0,07	0,07	3,83+J2,11	3,77+J2,07
ЛЭП	8	10	Горная 35кВ – ПС 42	144,85	0,13	0,14	7,97+J4,15	7,84+J4,03
ЛЭП	8	9	Горная 35кВ – ПС 41	80,29	0,15	0,15	4,38+J2,35	4,23+J2,25
ЛЭП	1	16	Родина – Звёздная	153,64	0,58	1,19	30,57-J2,13	29,99-J1,91
ЛЭП	5	16	Лесная – Звёздная	169,82	0,35	0,73	22,36+J25,32	22,01+J25,31
Тр–р	13	4	Горная 220кВ - Горная	450,26	0,08	3,67	77,5+J43,29	77,3+J38,4
Тр–р	14	5	Лесная 220кВ - Лесная	451,3	0,1	4,84	83,12+ J57,99	82,89+J51,94
Тр–р	15	4	Горная – Горная 10	197,05	0,08	2,0	35,15+J19,21	35+J16,8
Тр–р	15	13	Горная – Горная 35	71,04	0,01	0,42	12,44+J7,34	12,35+J6,5

Таблица 11 – Напряжения в узлах

№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ
1	Родина	110	115	9	ПС 41	35	34,37
2	Сатурн	110	114,57	10	ПС 42	35	35,1
3	Маяк	110	114,12	11	ЭС 1	110	118,1
4	Горная	110	117,37	12	ЭС 2	220	230,52
5	Лесная	110	115,78	13	Горная 220кВ	220	227,66
6	Еловая	110	111,61	14	Лесная 220кВ	220	226,24
7	Зимняя	110	113,8	15	Горная 10кВ	10	10,95
8	Горная 35кВ	35	35,83	16	Звёздная	110	113,13

Для данного случая так же используем марку провода АС150/24

										Лист
										24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018. 13.215 ПЗ ВКР					

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	40	1	0,204	0,420	2,707	8,16	16,8	108,28
2	АС150/24	20	1	0,204	0,420	2,707	4,08	8,4	54,14

Анализ полученных данных:

1) В узле № 11 с $U_{ном}$ 110кВ наблюдается наибольшее повышение напряжения на 7,36 % выше номинального. В узле № 8 напряжение превышает номинальное $U_{ном}$ 35кВ, на 1,02%. В узле № 15 с $U_{ном}$ 10,5кВ наблюдается напряжения на 1,04% выше номинального. Данные напряжения соответствуют рабочему режиму.

2) Самой загруженной линией с маркой провода АС 150/24 является ветвь 11–3. Нужно учесть, что данная линии является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из-за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 285,2 А, значит $I_{ав} < I_{дл.доп}$ (для АС–150/24 $I_{дл.доп} = 450A$). 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 1–2. Нужно учесть, что данная линии является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из-за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 184,2 А, значит $I_{ав} < I_{дл.доп}$ (для АС–120/19 $I_{дл.доп} = 390A$). 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 8–10. По данной линии течет ток величиной 144,85 А, значит $I < I_{дл.доп}$ (для АС–70/11 $I_{дл.доп} = 265A$). Из этого следует, что в дальнейшем нам можно использовать дальше эту и другие линии с данной маркой провода. Реконструкция не требуется.

5) Самой загруженной линией с маркой провода АС 240/32 является ветвь 14–5. Нужно учесть, что данная линии является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из-за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 246,5А, значит $I_{ав} < I_{дл.доп}$ (для АС 240/32 $I_{дл.доп} = 605 A$). Из этого следует, что в дальнейшем нам можно использовать дальше эту и другие линии с данной маркой провода. Реконструкция не требуется.

6) Потери во всей системе $dP=8,251$ МВт $dQ=-31,658$ МВар

					13.03.02.2018. 13.215 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

3.3 Вариант №3

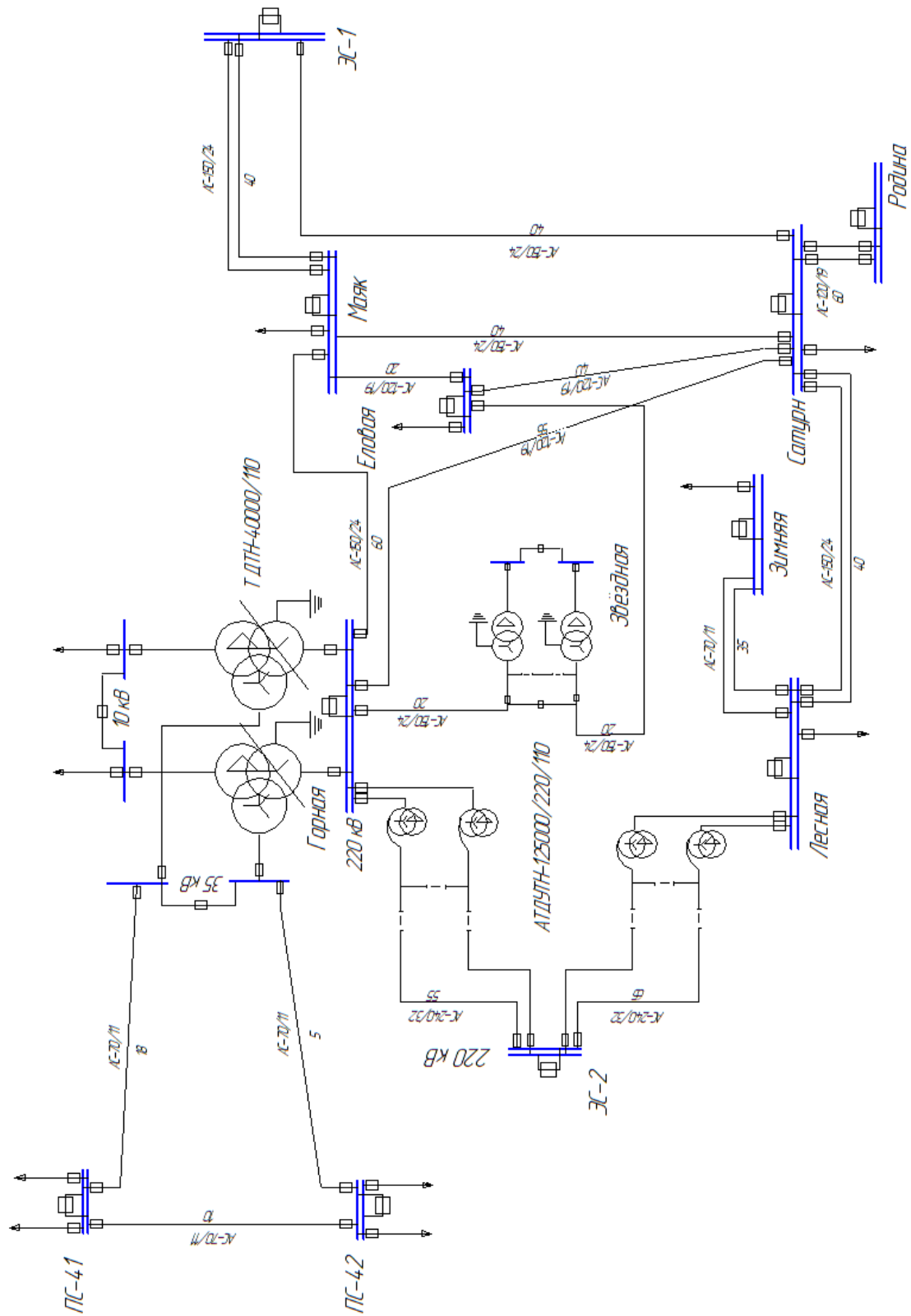


Рис. 7 – 3 вариант подключения подстанции «Звездная»

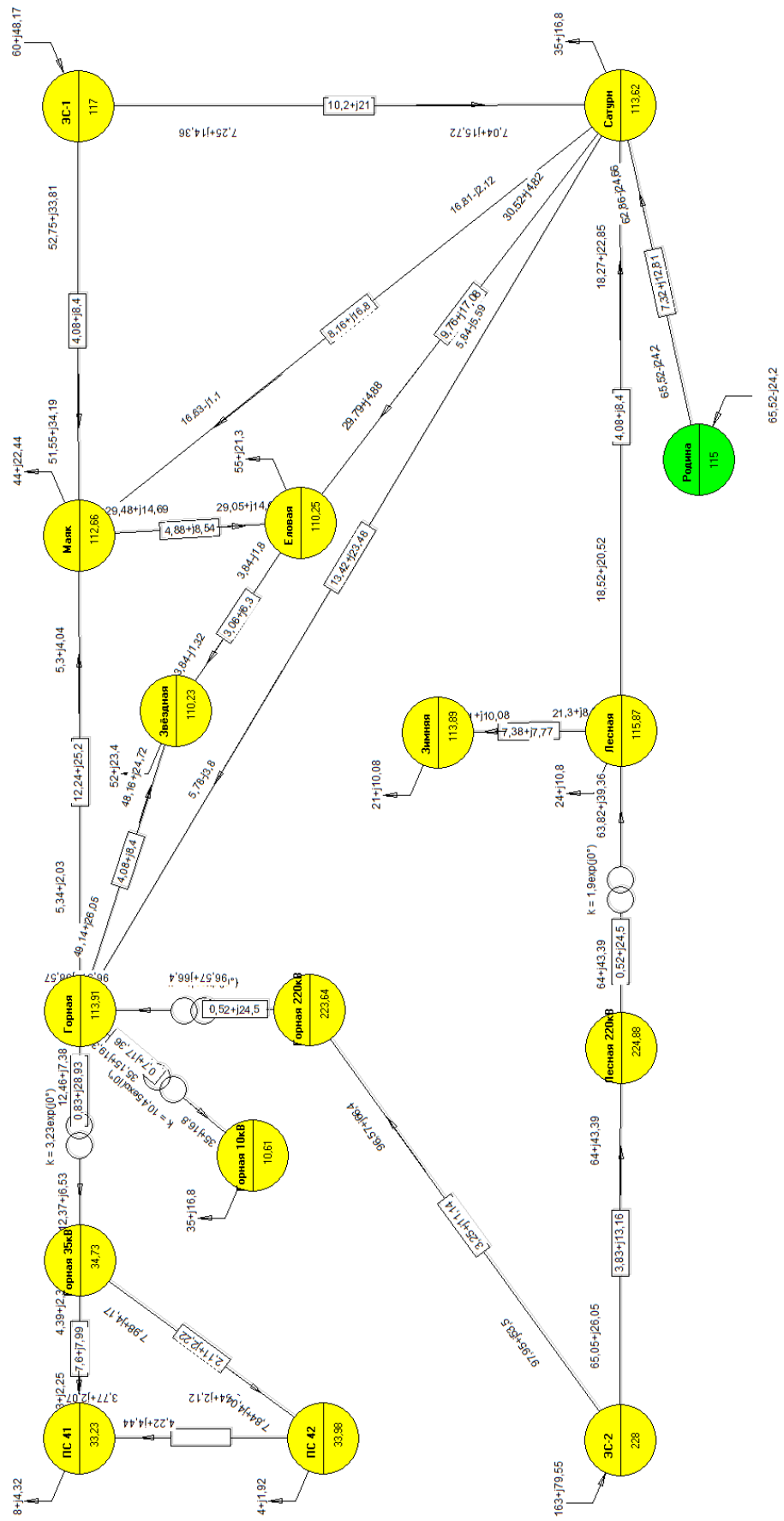


Рис. 8 – Установившийся режим 3 варианта

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР

Таблица 13 – Токи в ветвях, потери, потоки мощностей

Тип	№ На ч	№ Ко н	Название	I, А	dP, МВт	dQ, МВа р	Поток нач.	Поток кон.
ЛЭП	1	2	Родина – Сатурн	353,04	2,74	4,79	66,61-J24,65	63,86-J25,28
ЛЭП	2	3	Сатурн – Маяк	87,11	0,19	0,38	17,07-J2,26	16,89-J1,26
ЛЭП	2	11	ЭС 1 - Сатурн	83,72	0,21	0,44	6,81+J14,61	6,6+J15,97
ЛЭП	5	2	Лесная – Сатурн	143,16	0,25	0,52	18,44+J20,58	18,18+J22,62
ЛЭП	4	3	Горная - Маяк	31,59	0,04	0,08	5,44 +J1,98	5,41+J3,99
ЛЭП	2	4	Сатурн - Горная	38,42	0,06	0,1	5,92-J5,65	5,85-J3,87
ЛЭП	11	3	ЭС 1 - Маяк	311,7	1,19	2,45	52,19+J34,1	51+J34,51
ЛЭП	5	7	Лесная - Зимняя	115,68	0,3	0,31	21,3+J8,04	21+J10,08
ЛЭП	3	6	Маяк - Еловая	168,98	0,42	0,73	29,29+J14,81	28,87+J14,73
ЛЭП	2	6	Сатурн - Еловая	158,2	0,73	1,28	30,66+J4,73	29,92+J4,78
ЛЭП	12	13	ЭС 2 – Горная 220кВ	292,52	0,83	2,86	98,03+J53,52	96,66+J66,41
ЛЭП	12	14	ЭС 2 – Лесная 220 кВ	186,86	0,4	1,38	64,97+ J26,11	62,92+J43,45
ЛЭП	10	9	ПС 42 – ПС 41	74,62	0,07	0,07	3,84+J2,12	3,77+J2,07
ЛЭП	8	10	Горная 35кВ – ПС 42	149,77	0,14	0,15	7,98+J4,17	7,84+J4,04
ЛЭП	8	9	Горная 35кВ – ПС 41	83,05	0,16	0,17	4,39+J2,36	4,23+J2,25
ЛЭП	4	16	Горная – Звёздная	282,95	0,98	2,02	49,19+J26,04	48,21+J24,7
ЛЭП	6	16	Еловая – Звёздная	21,44	0,01	0,01	3,79-J1,79	3,79-J1,3
Тр-р	13	4	Горная 220кВ - Горная	302,76	0,14	6,65	98,03+J53,52	96,66+J66,41
Тр-р	14	5	Лесная 220кВ - Лесная	198,43	0,06	2,84	64,97+ J26,11	63,92+J43,45
Тр-р	15	4	Горная – Горная 10	203,31	0,09	2,13	35,15+J19,32	35+J16,8
Тр-р	15	13	Горная – Горная 35	73,39	0,01	0,45	12,46+J7,38	12,37+J6,53

Таблица 14 – Напряжения в узлах

№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ
1	Родина	110	115	9	ПС 41	35	33,23
2	Сатурн	110	113,62	10	ПС 42	35	33,98
3	Маяк	110	112,65	11	ЭС 1	110	117
4	Горная	110	113,91	12	ЭС 2	220	228
5	Лесная	110	115,86	13	Горная 220кВ	220	223,64
6	Еловая	110	110,25	14	Лесная 220кВ	220	224,88
7	Зимняя	110	113,89	15	Горная 10кВ	10	10,61
8	Горная 35кВ	35	34,73	16	Звёздная	110	110,23

Для данного случая так же используем марку провода АС150/24

				13.03.02.2018. 13.215 ПЗ ВКР			Лист
							28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

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_L , Ом	x_L , Ом	b_L , 10^{-6} См
1	АС150/24	20	1	0,204	0,420	2,707	4,08	8,4	54,14
2	АС150/24	15	1	0,204	0,420	2,707	3,06	6,3	40,605

Анализ полученных данных:

1) В узле № 11 наблюдается наибольшее повышение напряжения на 6,36% выше номинального. В узле № 13 с номинальным напряжением 35кВ наблюдается наименьшее напряжения на 5,05 % ниже 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 11–3. Нужно учесть, что данная линии является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из-за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 311,7А, 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 1–2. Нужно учесть, что данная линии является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из-за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 353,04 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 8–10. По данной линии течет ток величиной 149,77А, 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) Самой загруженной линией с маркой провода АС 240/32 является ветвь 12–13. Нужно учесть, что данная линии является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из-за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 292,52А, значит $I_{ав} < I_{дл.доп}$ (для АС 240/32 $I_{дл.доп} = 605 А$). Из этого следует, что в дальнейшем нам можно использовать дальше эту и другие линии с данной маркой провода. Реконструкция не требуется.

б) Потери во всей системе $dP=10,612$ МВт $dQ= -39,388$ МВар

										Лист
										29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2018. 13.215 ПЗ ВКР

3.4 Вариант №4

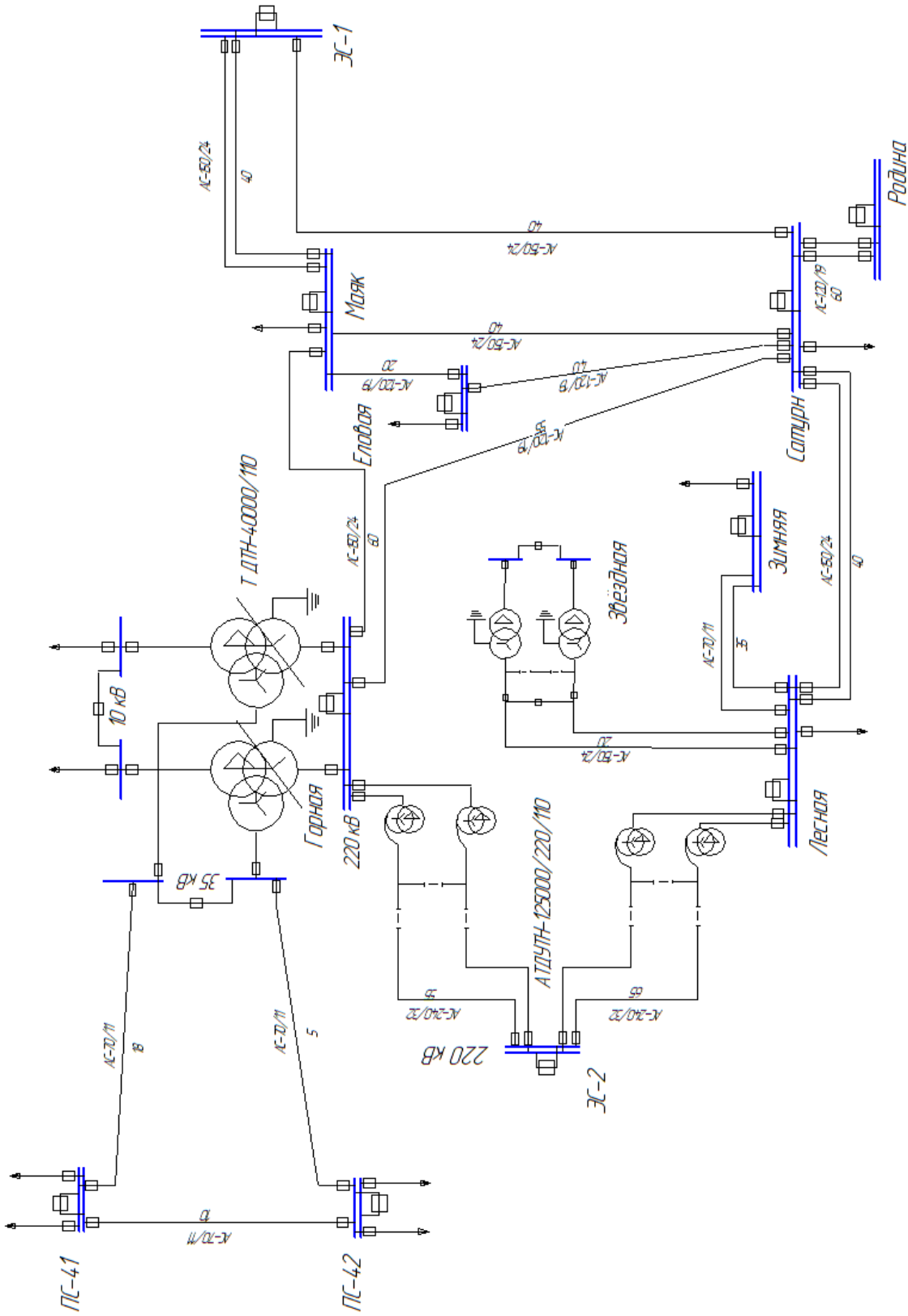


Рис. 9 – 4 вариант подключения подстанции «Звездная»

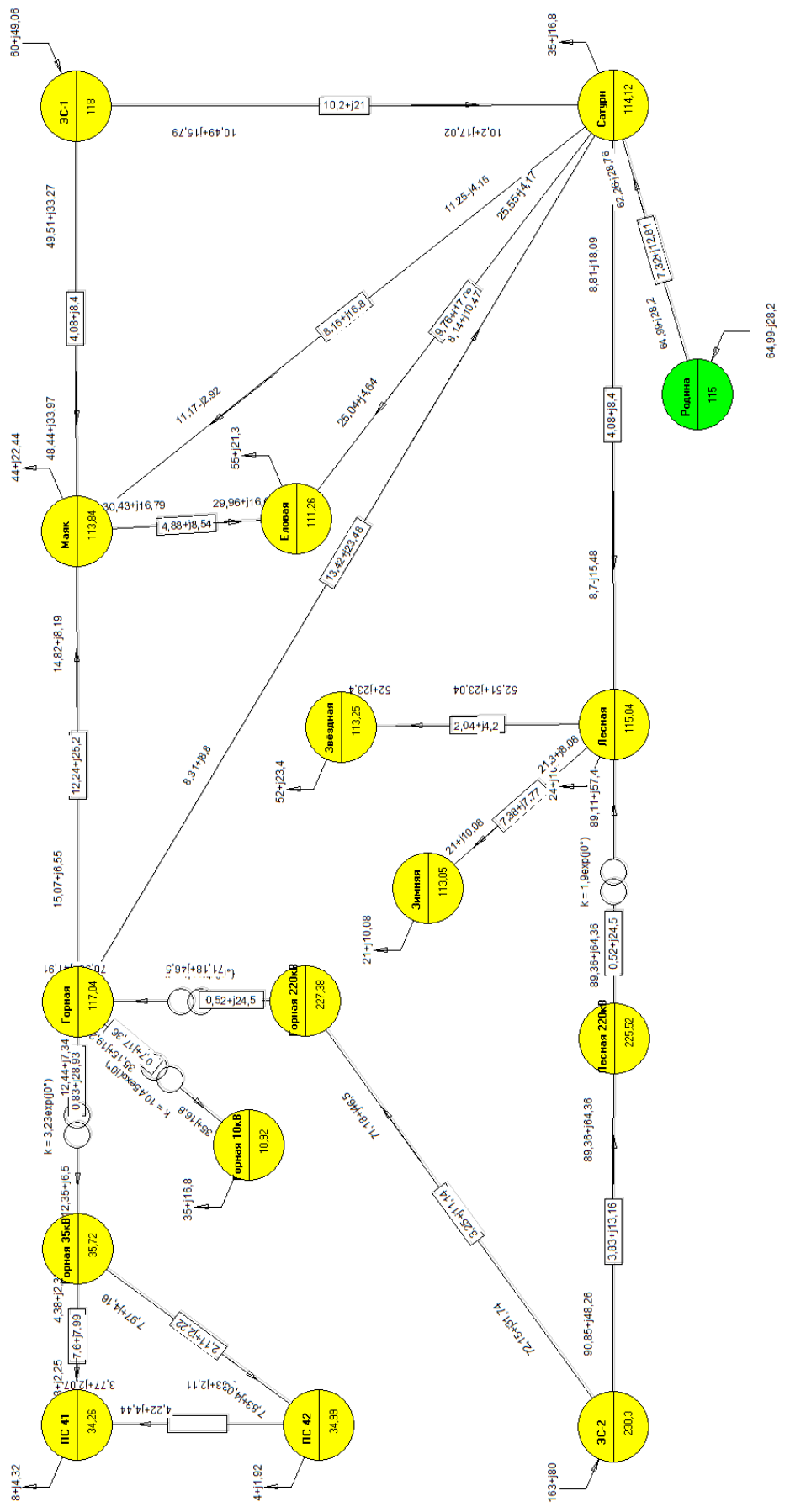


Рис. 10 – Установившийся режим 4 варианта

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР

Таблица 16 – Токи в ветвях, потери, потоки мощностей

Тип	№ На ч	№ Ко н	Название	I, А	dP, МВт	dQ, МВар	Поток нач.	Поток кон.
ЛЭП	1	2	Родина – Сатурн	357,46	2,81	4,91	66,08-J28,63	63,27-J29,35
ЛЭП	2	3	Сатурн – Маяк	61,08	0,09	0,19	11,52-J4,31	11,43-J3,09
ЛЭП	2	11	ЭС 1 - Сатурн	96,6	0,29	0,59	10,04+J16,06	9,76+J17,29
ЛЭП	2	5	Сатурн – Лесная	95,7	0,11	0,23	8,88-J18,11	8,77-J15,5
ЛЭП	4	3	Горная - Маяк	83,82	0,26	0,53	15,2 +J6,48	14,94+J8,11
ЛЭП	4	2	Горная - Сатурн	63,36	0,16	0,28	8,25+J8,84	8,08+J10,51
ЛЭП	11	3	ЭС 1 - Маяк	294,76	1,06	2,19	48,96+J33,6	47,89+J34,32
ЛЭП	5	7	Лесная - Зимняя	116,58	0,3	0,32	21,3+J8,08	21+J10,08
ЛЭП	3	6	Маяк - Еловая	176,69	0,46	0,8	30,27+J16,91	29,81+J16,78
ЛЭП	2	6	Сатурн - Еловая	132,27	0,51	0,9	25,71+J4,07	25,19+J4,52
ЛЭП	12	13	ЭС 2 – Горная 220кВ	206,24	0,41	1,42	72,21+J31,72	71,24+J46,47
ЛЭП	12	14	ЭС 2 – Лесная 220 кВ	269,32	0,83	2,86	90,79+ J48,28	89,3+J64,37
ЛЭП	10	9	ПС 42 – ПС 41	72,35	0,07	0,07	3,83+J2,11	3,77+J2,07
ЛЭП	8	10	Горная 35кВ – ПС 42	145,32	0,13	0,14	7,97+J4,16	7,83+J4,03
ЛЭП	8	9	Горная 35кВ – ПС 41	80,55	0,15	0,16	4,38+J2,35	4,23+J2,25
ЛЭП	1	16	Лесная – Звёздная	144,65	0,51	1,05	52,21+J23,04	52+J23,4
Тр-р	13	4	Горная 220кВ - Горная	216,0	0,07	3,37	71,24+J46,67	71,04+J41,89
Тр-р	14	5	Лесная 220кВ - Лесная	281,83	0,12	5,75	89,3+ J64,37	89,05+J57,42
Тр-р	15	4	Горная – Горная 10	197,65	0,08	2,01	35,15+J19,22	35+J16,8
Тр-р	15	13	Горная – Горная 35	71,27	0,01	0,42	12,44+J7,34	12,35+J6,5

Таблица 17 – Напряжения в узлах

№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ
1	Родина	110	115	9	ПС 41	35	34,26
2	Сатурн	110	114,11	10	ПС 42	35	34,99
3	Маяк	110	113,83	11	ЭС 1	110	118
4	Горная	110	117,04	12	ЭС 2	220	230,29
5	Лесная	110	115,03	13	Горная 220кВ	220	227,36
6	Еловая	110	111,25	14	Лесная 220кВ	220	225,51
7	Зимняя	110	113,04	15	Горная 10кВ	10	10,92
8	Горная 35кВ	35	35,72	16	Звёздная	110	113,24

Для данного случая так же используем марку провода АС150/24

Сведем расчетные данные о выбранных ЛЭП в таблицу 18

					13.03.02.2018. 13.215 ПЗ ВКР			Лист
								32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				

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	20	2	0,204	0,420	2,707	2,04	4,2	108,28

Анализ полученных данных:

1) В узле № 11 наблюдается наибольшее повышение напряжения на 7,27% выше номинального. В узле № 8 с номинальным напряжением 35кВ наблюдается наибольшее повышение напряжения на 2% выше номинального. В узле № 14 с номинальным напряжением 10,5кВ наблюдается наибольшее повышение напряжения на 4% 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 11–3. Нужно учесть, что данная линии является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из-за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 294,76А, 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 1–2. Нужно учесть, что данная линии является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из-за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 357,46 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 8–10. По данной линии течет ток величиной 145,32А, 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) Самой загруженной линией с маркой провода АС 240/32 является ветвь 12–14. Нужно учесть, что данная линии является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из-за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 269,32А, значит $I_{ав} < I_{дл.доп}$ (для АС 240/32 $I_{дл.доп} = 605 А$). Из этого следует, что в дальнейшем нам можно использовать дальше эту и другие линии с данной маркой провода. Реконструкция не требуется.

Потери во всей системе $dP=10,083$ МВт $dQ=-26,832$ МВар

										Лист
										33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2018. 13.215 ПЗ ВКР

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;

$$K_{1\text{вар}} = 2 \cdot 8600 + 1 \cdot 130000 + 40 \cdot 1050 = 189200 \text{ тыс.}$$

$$K_{2\text{вар}} = 2 \cdot 8600 + 1 \cdot 130000 + 60 \cdot 1050 = 210200 \text{ тыс.}$$

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:

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

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

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

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

					13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

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

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

$$I_{П1} = (9638 - 6604) \cdot 6000 \cdot 2,8 = 22360 \text{ тыс. руб}$$

$$I_{П2} = (8251 - 6604) \cdot 6000 \cdot 2,8 = 27669 \text{ тыс. руб}$$

$$I_1 = 189200 \cdot 0,05 + 147200 \cdot 0,059 + 42000 \cdot 0,008 + 50975 = 69451,8 \text{ тыс.}$$

$$I_2 = 210200 \cdot 0,05 + 147200 \cdot 0,059 + 63000 \cdot 0,008 + 27669 = 47367,8 \text{ тыс.}$$

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:

$$Z_1 = 69451,8 + 0,1 \cdot 189200 = 88371,8 \text{ тыс.}$$

$$Z_2 = 47367,8 + 0,1 \cdot 210200 = 68387,8 \text{ тыс.}$$

Сравнение приведенных затрат вычислим следующим образом:

$$\frac{|Z_1 - Z_2|}{(Z_1 + Z_2)/2} \cdot 100\% = \frac{|88371,8 - 68387,8|}{(88371,8 + 68387,8)/2} \cdot 100\% = 25,47\% > 5\%$$

Из сравнения вариантов по приведенным затратам следует, что наиболее экономически выгодна схема под номером 2.

					13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

5 Анализ режимов работы сети

5.1 Расчет режима минимальных нагрузок

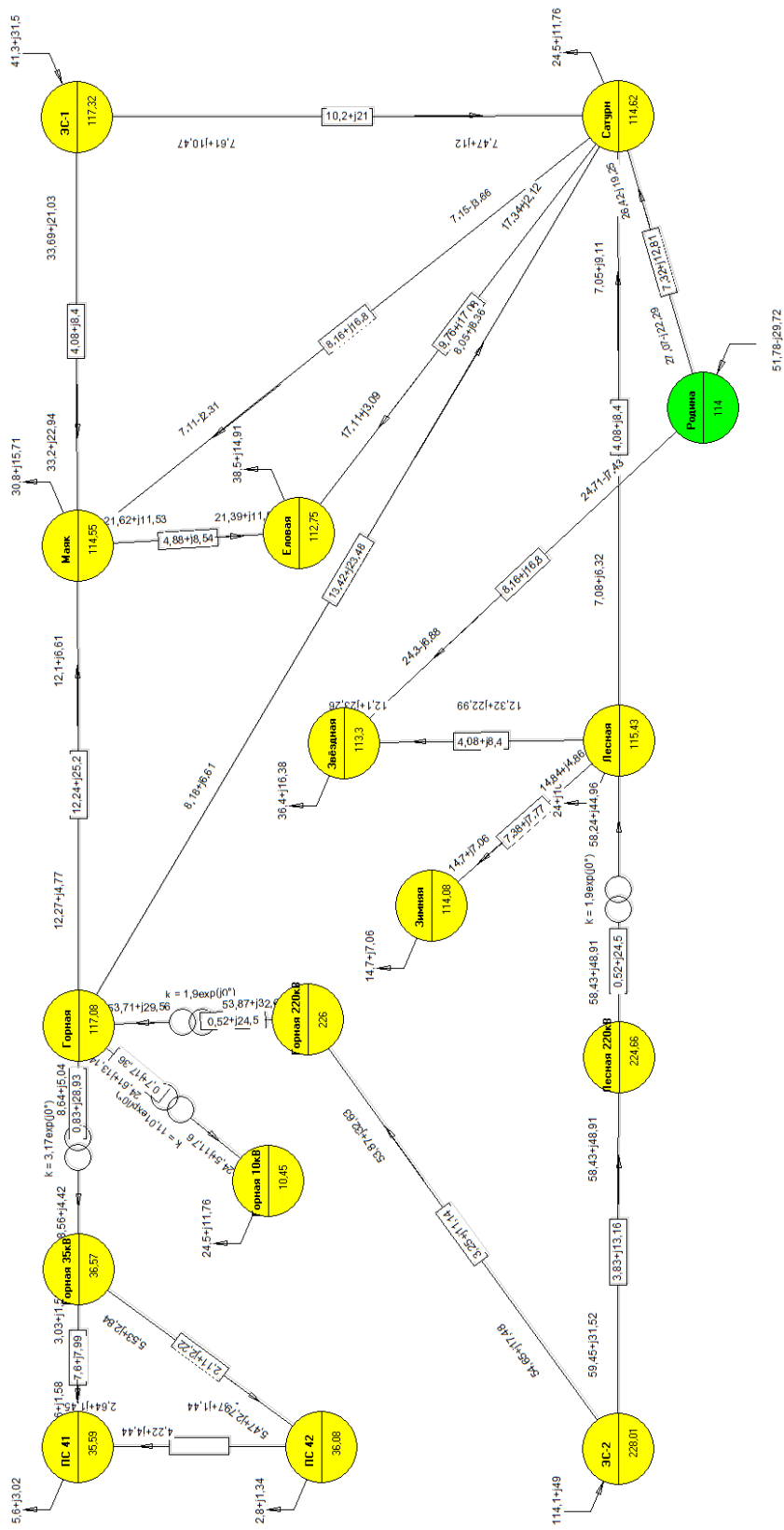


Рис. 11 – Режим минимальных нагрузок

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР

Лист

36

Таблица 19 – Токи в ветвях, потери, потоки мощностей

Тип	№ На ч	№ Ко н	Название	I, А	dP, МВт	dQ, МВа р	Поток нач.	Поток кон.
ЛЭП	1	2	Родина – Сатурн	171	0,64	1,12	27,07-J22,29	26,42-J19,24
ЛЭП	2	3	Сатурн – Маяк	38,96	0,04	0,08	7,15-J3,66	7,12-J,31
ЛЭП	2	11	ЭС 1 - Сатурн	67,46	0,14	0,29	7,61+J10,47	7,47+J12
ЛЭП	5	2	Лесная – Сатурн	52,54	0,03	0,07	7,08+J6,31	7,05+J9,11
ЛЭП	4	3	Горная - Маяк	67,1	0,17	0,34	12,27+J4,77	12,1+J6,61
ЛЭП	4	2	Горная - Сатурн	55,07	0,12	0,21	8,18+J6,6	8,05+J8,35
ЛЭП	11	3	ЭС 1 - Маяк	199,42	0,49	1,0	33,69+J21,03	33,2+J22,94
ЛЭП	5	7	Лесная - Зимняя	80,16	0,14	0,15	21,32+J22,98	21,1+J23,25
ЛЭП	3	6	Маяк - Еловая	124,33	0,23	0,4	21,62+J11,53	21,39+J11,82
ЛЭП	2	6	Сатурн - Еловая	88,48	0,23	0,4	17,34+J,12	17,11+J3,09
ЛЭП	12	13	ЭС 2 – Горная 220кВ	152,08	0,23	0,77	54,65+J17,49	53,87+J32,63
ЛЭП	12	14	ЭС 2 – Лесная 220 кВ	182,18	0,38	1,31	59,45+ J31,51	58,42+J48,9
ЛЭП	10	9	ПС 42 – ПС 41	49,59	0,03	0,03	2,67+J1,45	2,64+J1,45
ЛЭП	8	10	Горная 35кВ – ПС 42	100,02	0,06	0,07	5,53+J2,84	5,47+J2,79
ЛЭП	8	9	Горная 35кВ – ПС 41	55,33	0,07	0,07	3,03+J1,59	2,96+J1,58
ЛЭП	1	16	Родина – Звёздная	129,68	0,41	0,85	24,71-J7,42	24,3-J6,87
ЛЭП	5	16	Лесная – Звёздная	132,0	0,21	0,44	12,32+J22,98	12,1+J23,25
Тр-р	13	4	Горная 220кВ - Горная	160,91	0,04	1,86	53,87+J32,63	53,71+J29,57
Тр-р	14	5	Лесная 220кВ - Лесная	195,79	0,06	2,75	58,42+ J48,9	58,24+J44,95
Тр-р	15	4	Горная – Горная 10	137,58	0,04	0,97	24,61+J13,14	24,5+J11,76
Тр-р	15	13	Горная – Горная 35	49,4	0,01	0,2	8,65+J5,05	8,56+J4,44

Таблица 20 – Напряжения в узлах

№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ
1	Родина	110	114	9	ПС 41	35	35,59
2	Сатурн	110	114,62	10	ПС 42	35	36,08
3	Маяк	110	114,55	11	ЭС 1	110	117,32
4	Горная	110	117,08	12	ЭС 2	220	228,01
5	Лесная	110	115,43	13	Горная 220кВ	220	226,0
6	Еловая	110	112,74	14	Лесная 220кВ	220	224,66
7	Зимняя	110	114,08	15	Горная 10кВ	10	10,45
8	Горная 35кВ	35	36,57	16	Звёздная	110	113,3

13.03.02.2018. 13.215 ПЗ ВКР

Лист

37

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

5.2 Послеаварийный режим

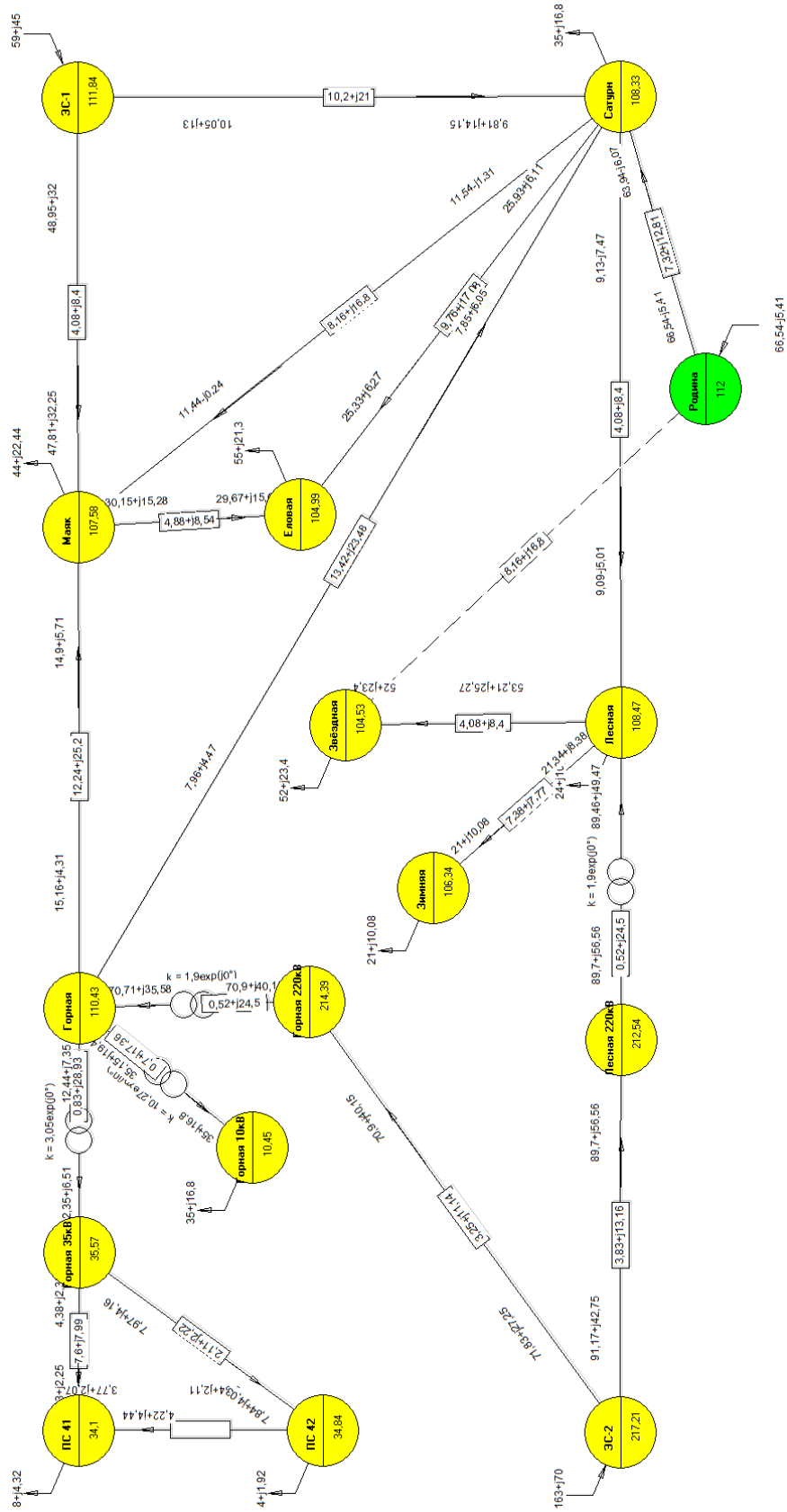


Рис. 12 – Послеаварийный режим

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

Таблица 21 – Токи в ветвях, потери, потоки мощностей

Тип	№ На ч	№ Ко н	Название	I, А	dP, МВт	dQ, МВа р	Поток нач.	Поток кон.
ЛЭП	1	2	Родина – Сатурн	338,18	2,51	4,4	65,51-J5,55	62,99-J6,07
ЛЭП	2	3	Сатурн – Маяк	60,17	0,09	0,18	11,28-J1,31	11,19-J0,23
ЛЭП	2	11	ЭС 1 - Сатурн	89,56	0,25	0,51	10,49+J13,0	10,24+J14,13
ЛЭП	2	5	Сатурн – Лесная	58,66	0,04	0,09	9,09-J7,5	9,04-J5,04
ЛЭП	4	3	Горная - Маяк	83,24	0,25	0,52	15,03+J4,3	14,77+J5,71
ЛЭП	4	2	Горная - Сатурн	50,3	0,1	0,18	8+J4,46	7,9+J6,04
ЛЭП	11	3	ЭС 1 - Маяк	307,9	1,16	2,39	49,51+J32,0	48,35+J32,23
ЛЭП	5	7	Лесная - Зимняя	124,1	0,34	0,36	21,34+J8,38	21,0+J10,08
ЛЭП	3	6	Маяк - Еловая	182,74	0,49	0,86	30,32+J15,26	29,83+J15,01
ЛЭП	2	6	Сатурн - Еловая	141,84	0,59	1,03	25,77+J6,11	25,17+J6,29
ЛЭП	12	13	ЭС 2 – Горная 220кВ	211,04	0,43	1,49	71,79+J27,27	70,86+J40,18
ЛЭП	12	14	ЭС 2 – Лесная 220 кВ	277,36	0,89	3,04	91,21+ J42,73	89,74+J56,58
ЛЭП	10	9	ПС 42 – ПС 41	77,27	0,08	0,08	3,85+J2,13	3,77+J2,07
ЛЭП	8	10	Горная 35кВ – ПС 42	154,95	0,15	0,16	8,0+J4,19	7,85+J4,05
ЛЭП	8	9	Горная 35кВ – ПС 41	85,96	0,17	0,18	4,4+J2,37	4,23+J2,25
ЛЭП	1	16	Родина – Звёздная	-	-	-	-	-
ЛЭП	5	16	Лесная – Звёздная	314,04	1,21	2,49	53,21+J25,27	52+J23,4
Тр-р	13	4	Горная 220кВ - Горная	219,21	0,07	3,48	70,86+J40,18	70,67+J35,62
Тр-р	14	5	Лесная 220кВ - Лесная	287,98	0,13	6,02	89,74+ J56,58	59,51+J49,49
Тр-р	15	4	Горная – Горная 10	209,87	0,09	2,27	35,15+J19,44	35,0+J16,8
Тр-р	15	13	Горная – Горная 35	75,86	0,01	0,48	12,48+J7,42	12,4+J6,57

Таблица 22 – Напряжения в узлах

№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	№	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ
1	Родина	110	112	9	ПС 41	35	34,1
2	Сатурн	110	108,33	10	ПС 42	35	34,84
3	Маяк	110	107,58	11	ЭС 1	110	111,84
4	Горная	110	110,43	12	ЭС 2	220	217,21
5	Лесная	110	108,47	13	Горная 220кВ	220	214,39
6	Еловая	110	104,99	14	Лесная 220кВ	220	212,54
7	Зимняя	110	106,34	15	Горная 10кВ	10	10,45
8	Горная 35кВ	35	35,57	16	Звёздная	110	104,53

13.03.02.2018. 13.215 ПЗ ВКР

Лист

39

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

5.4 Анализ полученных данных:

Послеаварийный режим:

1) На подстанции Звёздная наблюдается наибольшее падение напряжения на 5%, что является допустимым.

2) Самой загруженной линией является линия 1-2

3) Потери во всей системе $dP=10,538$ МВт $dQ=-18,269$ МВар. Увеличение потерь активной мощности на 27,7%. Самые большие потери наблюдаются в линии 1-2 $dP=2,51$ МВт $dQ=4,4$ МВар.

Режим минимальных нагрузок:

1) Напряжения в сети не превышают допустимых значений.

2) Потери во всей системе $dP=5,377$ МВт $dQ=-41,963$ МВар. Уменьшение потерь активной мощности на 35%.

Режим максимальных нагрузок:

1) В узле № 11 с $U_{ном}$ 110кВ наблюдается наибольшее повышение напряжения на 7,36 % выше номинального. В узле № 8 напряжение превышает номинальное $U_{ном}$ 35кВ, на 1,02%. В узле № 15 с $U_{ном}$ 10,5кВ наблюдается напряжения на 1,04% выше номинального. Данные напряжения соответствуют рабочему режиму.

2) Потери во всей системе $dP=8,251$ МВт $dQ=-31,658$ МВар

					<i>13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

6 Проектирование подстанции, предварительный расчет

6.1 Исходные данные

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

Таблица 23 – 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. Согласно [5] Примем схему 5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

Структурная схема представлена на рисунке 16:

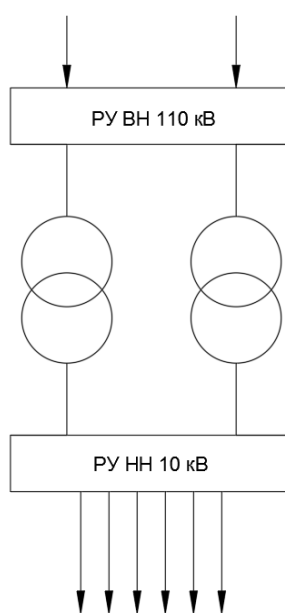


Рис. 13 – Структурная схема подстанции

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 24 – 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:

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

$$I_{\text{нор.НН}} = \frac{54820}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 12} = 250 \text{ А}$$

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.

					13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

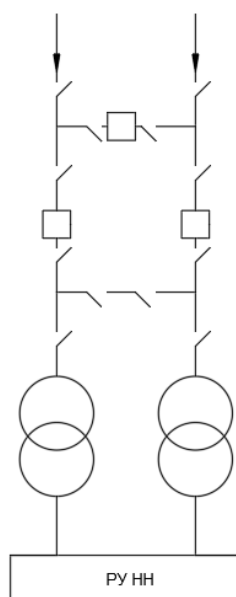


Рис. 14 – Схема распределительного устройства высокого напряжения
6.5.2 Выбор РУНН

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.

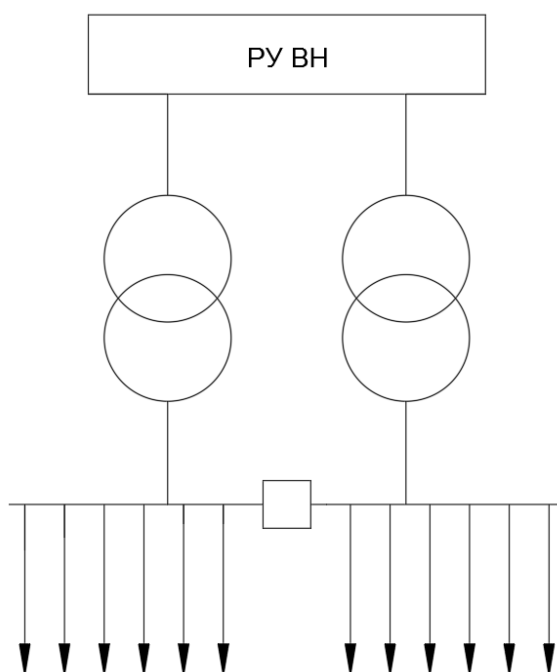


Рис. 15 – Схема распределительного устройства низкого напряжения

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

					13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

6.7 Расчет токов короткого замыкания

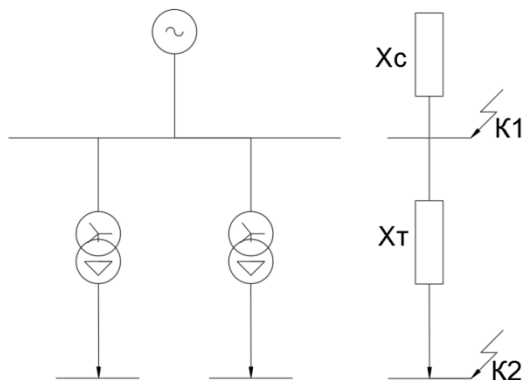


Рис. 16 – Расчетная схема замещения для определения токов короткого замыкания

Проведем расчет токов КЗ в программе «ТОКО»

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

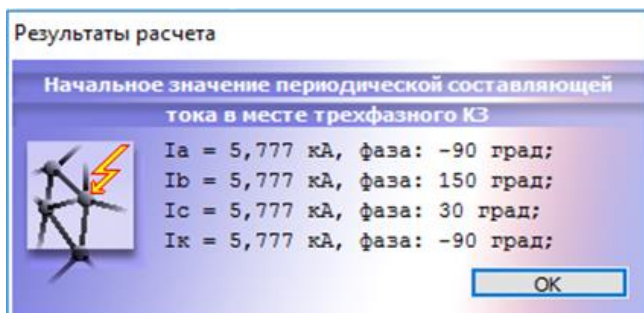


Рис. 17 – результат расчета трехфазного КЗ на ВН

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).

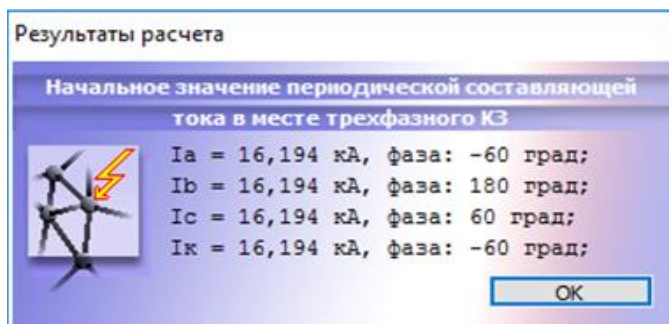


Рис. 18 – результат расчета трехфазного КЗ на ВН

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР

Лист

45

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:

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

					13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

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
										47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2018. 13.215 ПЗ ВКР

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

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

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

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

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

τ_a – постоянная времени затухания апериодической 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:

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

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

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

$$6,17 \leq 4800$$

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;

$t_{0,в}$ – полное время отключения выключателя по каталогу;

T_a – постоянная времени.

Расчетные и справочные данные для выключателя внесем в таблицу 30

					13.03.02.2018. 13.215 ПЗ ВКР	Лист
						48
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 25 – 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.

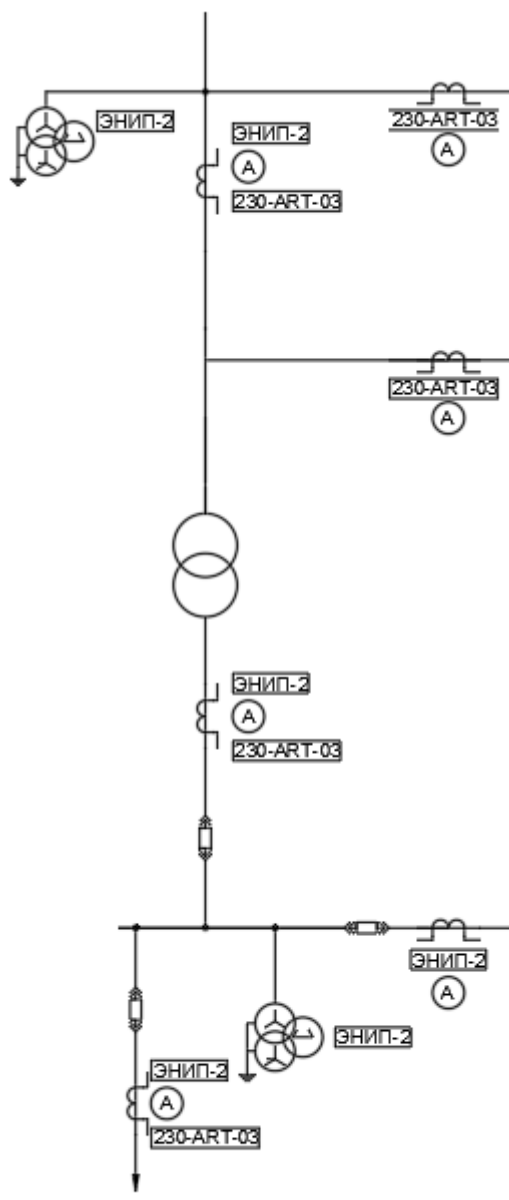


Рис. 19 – Схема подключения измерительных приборов

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 230ART-03, многофункциональный измерительный преобразователь ЭНИП-2, а так же амперметр на одну фазу.

Схема подключения приборов изображена на рисунке 23:

					13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

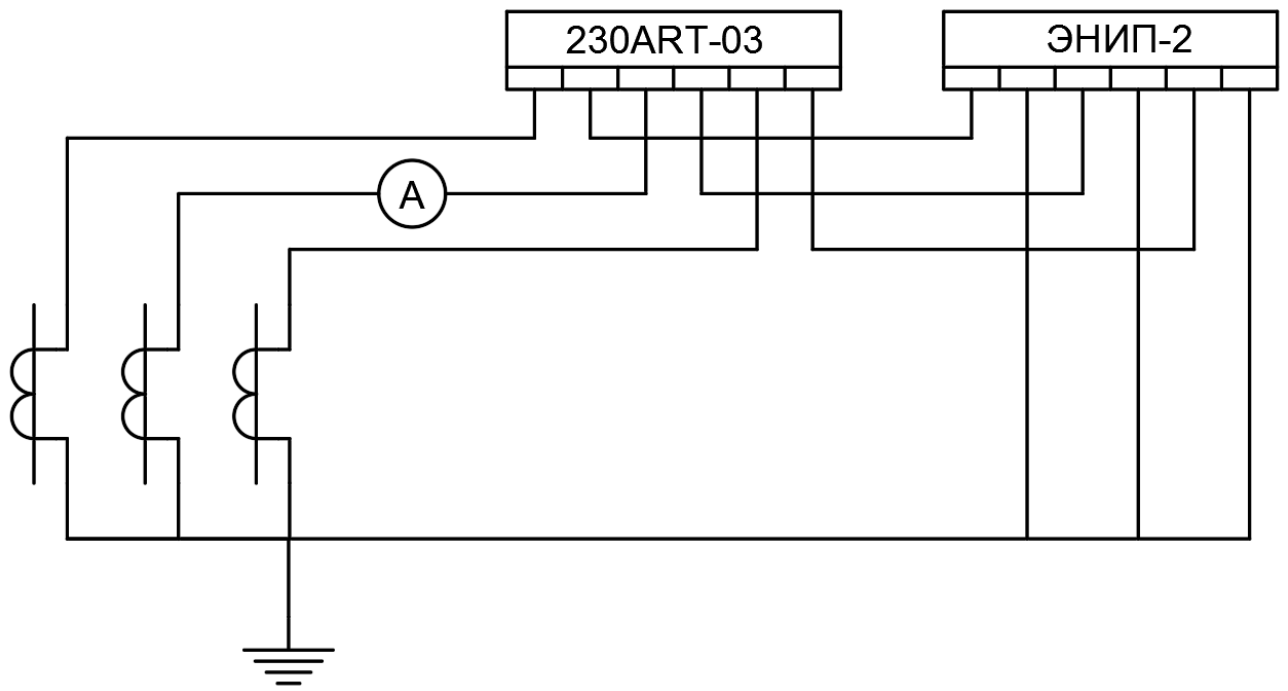


Рис. 20 – Схема подключения измерительных приборов

Вторичная нагрузка трансформаторов тока содержится в таблице 31:

Таблица 26 – 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 $Z_{2\text{НОМ}} = r_2 = 1,2$. $Z_{2\text{НОМ}}$ – нормированная нагрузка для класса точности 0,5. Найдем $r_{\text{пров}}$:

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

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:

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

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 27 – Проверка трансформатора тока

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

7.3.2 ТТ в цепях переключателей

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

Схема подключения приборов изображена на рисунке 24:

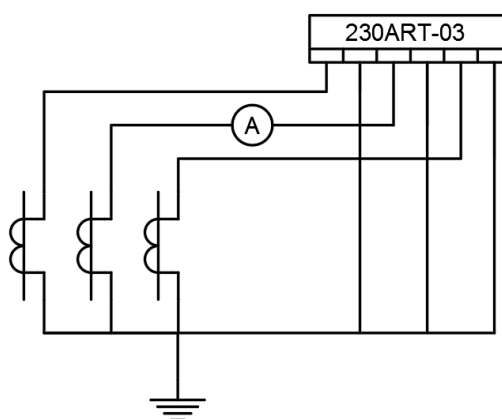


Рис. 21 – Схема подключения измерительных приборов

Вторичная нагрузка трансформаторов тока содержится в таблице 33:

Таблица 28 – 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 мм². 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 мм²

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

Результаты проверки выбранного трансформатора тока сведены в таблицу 34:

					13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Таблица 29 – Проверка трансформатора тока

Расчетные данные	Трансформатор тока TG-145-300- 0,5/5P/10P/10P
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 275$ А	$I_{ном} = 300$ А
$i_y = 13,15$ кА	$i_{дин} = 80$ кА
$B_k = 6,17$ кА ² с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 31,5$ кА ² 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: $S_{пр} = 173,1$ ВА

У трех трансформаторов НАМИ-110 УХЛ1 мощность $S_{ном} = 750$ 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 мм² для медных жил и 4 мм² для алюминиевых жил.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимается контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 2,5 мм².

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 мм²).

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

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

					13.03.02.2018. 13.215 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

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 аperiodической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов:

					13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

$$I_{a,\tau} \leq I_{a,\text{НОМ}}$$

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

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

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

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:

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

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

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

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

Расчетные и справочные данные для выключателя внесем в таблицу 35:

Таблица 30 – Выключатель РУ НН

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

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.

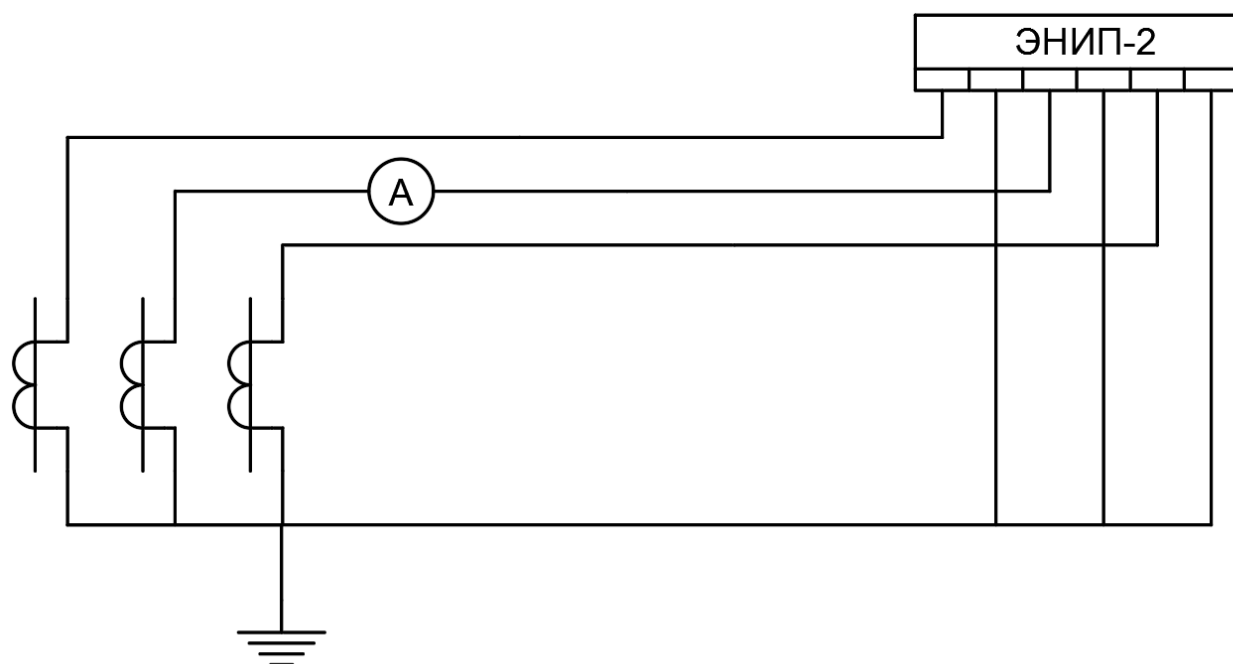


Рис. 22 – Размещение приборов в ТТ на секционном выключателе

Определяем нагрузку по фазам для наиболее нагруженного ТТ таблица 31:

Таблица 31 – 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 32 – Проверка трансформатора тока

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

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.

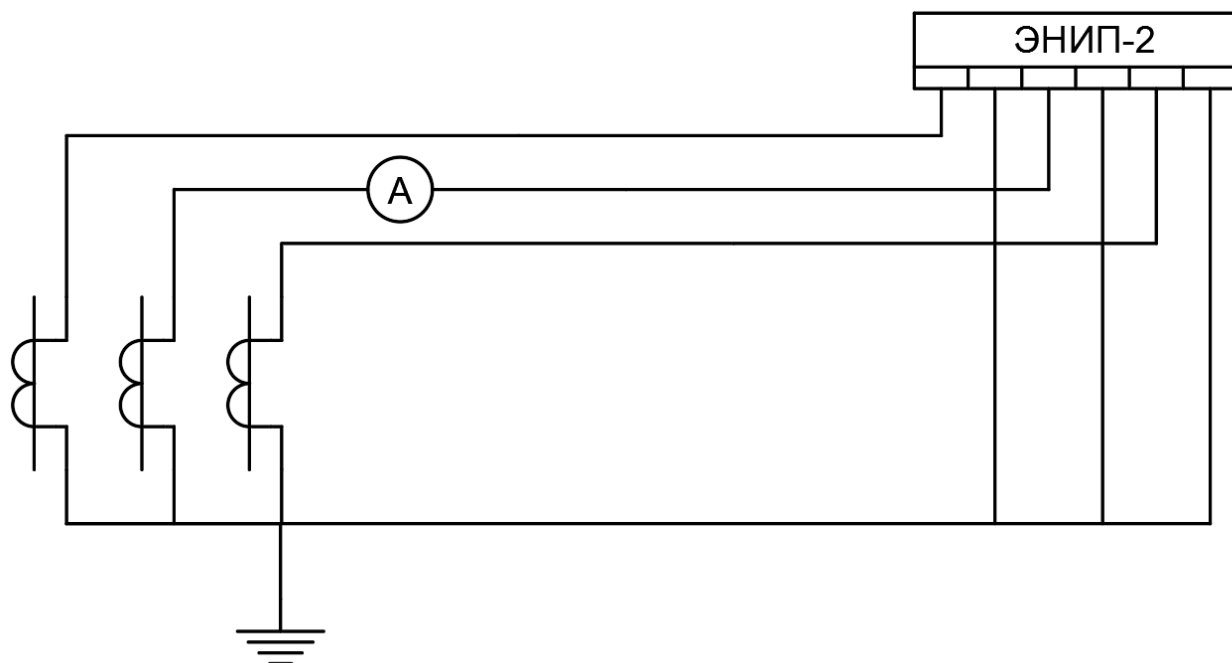


Рис. 23 – Размещение приборов в цепи понижающего трансформатора
 Определяем нагрузку по фазам для наиболее нагруженного ТТ таблица 33:
 Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

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 34 – Проверка трансформатора тока

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

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.

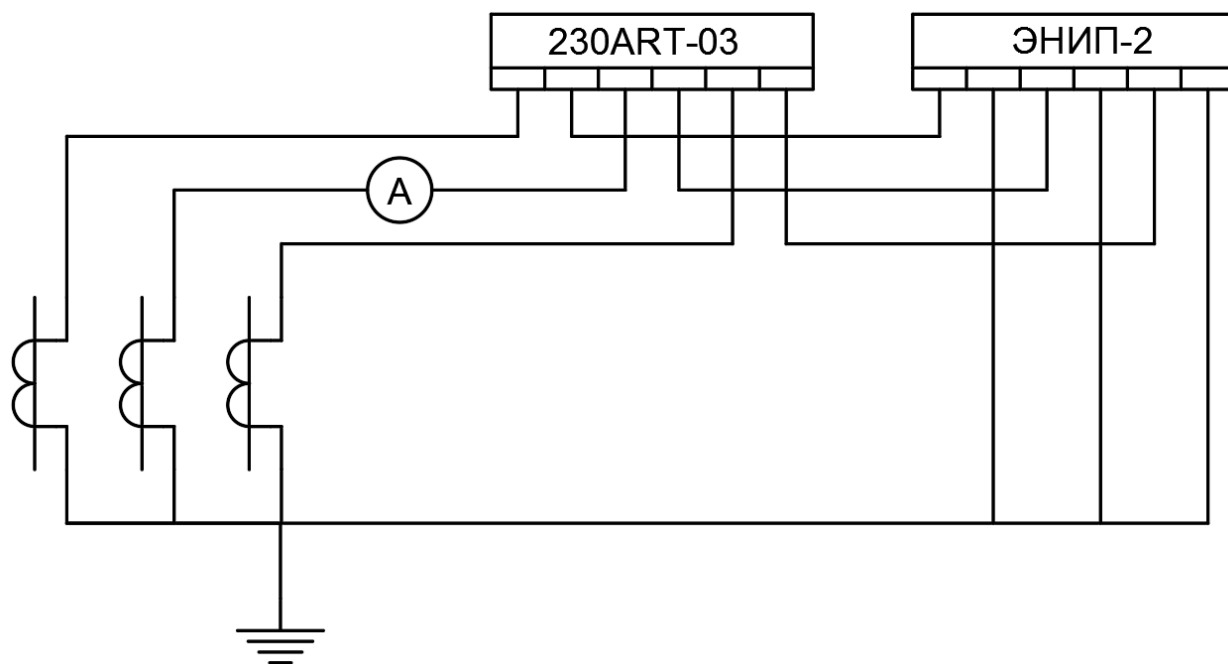


Рис. 24 – Размещение приборов в ТТ на секционном выключателе

Определяем нагрузку по фазам для наиболее нагруженного ТТ таблица 35:

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
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 37 – Проверка трансформатора тока

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

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 38 – 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

					13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

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 39 – 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 устанавливаются два трансформатора собственных нужд. Принимаем к установке два трансформатора единичной мощности:

					13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$S_{\text{ном}} = \frac{90,6}{1,4} = 64,73 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке два трансформатора типа: ТМ–160/10 с вторичным напряжением 0,4кВ.

8.6.3 Выбор схемы собственных нужд

На подстанциях с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются к шинам 6–35 кВ (в данном случае 10,5 кВ).

Шины 0,4 кВ секционируются для увеличения надежности электроснабжения собственных нужд; секционный разъединитель нормально разомкнут. Цепи и аппараты собственных нужд защищаются плавкими предохранителями

Схема собственных нужд подстанции:

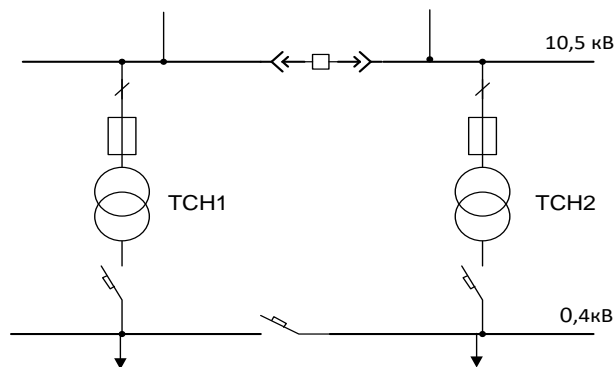


Рис. 25 – Схема собственных нужд

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–Ш(IV)–УХЛ1.

Расчетные и каталожные данные ОПН сведены в таблицу 44:

Таблица 40 – Расчетные и каталожные данные ОПН

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

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 41 – 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 42 – Расчетные и каталожные данные ОПН

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

10 ЭМС в релейной защите

Электромагнитная совместимость (ЭМС) является современным понятием, объединяющим электромагнитные явления такие как: радиопомехи, перенапряжения, колебания напряжения в сети, паразитные связи, электромагнитные влияния, фон промышленной частоты, воздействия заземления и т.д. ГОСТ Р 50397-92 определяет электромагнитную совместимость как «Способность технического средства функционировать с заданным качеством в заданной электромагнитной обстановке и не создавать недопустимых электромагнитных помех другим устройствам».

На объектах электроэнергетики передатчиками электромагнитных помех, которые могут оказать влияние на АСУ ТП и РЗА являются:

- 1) Переходные процессы в цепях высокого напряжения при коммутациях силовыми выключателями и разъединителями.
- 2) Переходные процессы в цепях высокого напряжения при коротких замыканиях, срабатывании разрядников или ОПН.
- 3) Электрические и магнитные поля промышленной частоты, создаваемые силовым оборудованием станции и подстанции.
- 4) Переходные процессы в заземляющих устройствах подстанции, обусловленные токами КЗ промышленной частоты и токами молнии.
- 5) Быстрые переходные процессы при коммутациях в индуктивных цепях низкого напряжения.
- 6) Переходные процессы в цепях различных классов напряжения при ударах молнии непосредственно в объект или вблизи него.
- 7) Разряды статического электричества.
- 8) Электромагнитные возмущения в цепях оперативного тока.
- 9) В особых случаях рассматриваются: Электромагнитные импульсы ядерных взрывов, магнитное поле Земли при аномальных явлениях на поверхности Солнца.

К приемникам электромагнитных воздействий относятся теле-радиоприемники, силовые электроприемники, системы автоматизации, управляющие приборы и регуляторы, средства релейной защиты и автоматики, устройства обработки информации. Многие электрические приборы могут действовать как приемники, так и передатчики.

С учетом изложенного электрическое устройство считается совместимым, если оно в качестве передатчика является источником электромагнитных помех не выше допустимых норм, а в качестве приемника обладает допустимой чувствительностью к посторонним влияниям, т.е. достаточной помехоустойчивостью.

										13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							67

Электромагнитные влияния могут проявляться в виде обратимых и необратимых нарушений. Так, в качестве обратимого нарушения можно называть шум при телефонном разговоре. К необратимому нарушению относится сбой релейной защиты, приведший к отключению нагрузки.

Таблица 43 – Примеры ложного срабатывания РЗА

Событие	Последствия	Причины
Коммутация разъединителем на ПС	Ложная работа РЗА. Отключение линии 110 кВ	Неисправно ЗУ. Высокий уровень импульсных помех.
Коммутация выключателем 10 кВ в ЗРУ	Ложная работа РЗА. Отключение линии 110 кВ	Импульсные помехи в сети постоянного тока более 2 кВ
Коммутация выключателем 110 кВ на ПС с открытым РУ	Ложное отключение выключателя 220 кВ	Импульсные помехи в цепях оперативного тока
Нормальный режим на ТЭЦ	Ложно работает микропроцессорная защита генератора. Отключение блока генератора	Помехи в цепях дискретных сигналов. Неэкранированный кабель.

Мировая практика показывает, что проблему обеспечения ЭМС РЗиА на МЭ и МП элементной базе необходимо решать комплексно. Требования ЭМС должны учитываться фирмами-производителями РЗиА при разработке устройств, проектировщиками при выполнении проектов, монтажниками при реализации проектов и эксплуатационниками при приемке энергообъекта. Кроме этого, должен осуществляться контроль соблюдения требований ЭМС в течение всего срока жизни энергообъекта.

Но прежде всего необходимо, чтобы РЗиА было испытано на воздействие электромагнитных помех. Т.е. только зная, какие уровни электромагнитных воздействий не нарушают нормальную работу РЗиА, можно обеспечить соответствующую электромагнитную обстановку на энергообъекте. В зарубежной практике такие испытания проводят не только для РЗиА, но и для первичного оборудования электроустановок и вообще для всех устройств. Первичное оборудование электроустановок проверяется на допустимый уровень генерации (излучения) помех.

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 «Звёздная».

					13.03.02.2018. 13.215 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Правила устройства электроустановок: Издательство НЦ ЭНАС, 1999
- 2 ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки/ И.Д. Воеводин, О.И. Сисуненко, Б.С. Тимченко, 1985
- 3 Справочник по проектированию электрических сетей/ Под редакцией Д.Л.Файбисовича. – М.:Издательство НЦ ЭНАС, 2006. – 320с.
- 4 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций.- 3-е изд.-М.: Энергоатомиздат, 1987
- 5 Подьячев В.Н., Евтушенко В.А. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанции 35-750 кВ. Типовые решения. – Энергосетьпроект, 1993
- 6 Гайсаров Р.В., Лисовская И.Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию.- Челябинск: ЮУрГУ, 2002
- 7 Гайсаров Р.В., Коржов А.В., Лежнева Л.А., Лисовская И.Т. Проектирование электрических станций и подстанций: Методические указания к курсовому проекту.- Челябинск: ЮУрГУ, 2005

					13.03.02.2018.13.215 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70