

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1 Анализ режима существующей системы.....	10
1.1 Перспективы развития сети	10
1.2 Расчет установившегося режима.....	11
1.3 Карта режимов существующей сети	16
1.4 Управление режимами традиционными средствами регулирования.....	22
2 Анализ методов интеллектуального управления потокараспределения.....	37
2.1 Элементы силовой электроники для управления режимами электрических сетей.....	37
2.2 Преобразователь напряжения.....	40
2.3 Статком.....	41
2.4 Фазоповоротные устройства.....	42
2.5 Устройство продольной компенсации.....	44
2.6 Применение постоянного тока.....	46
3 Выбор активно-адаптивных элементов для управления режимами сети.....	48
3.1 Статком.....	48
3.2 Объединенный регулятор потоков мощности.....	51
4 Техничко – экономические показатели сети.....	61
5 Защита силового трансформатора подстанции 7.....	62
5.1 Требования к релейной защите трансформаторов.....	64
5.2 Выбор терминала защиты силового трансформатора.....	66
5.3 Расчет и выбор параметров срабатывания ДЗТ.....	68
Заключение	70
Список литературы	71

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

ВВЕДЕНИЕ

Объектом исследования является электросистема, состоящая из двух электростанций мощность 220МВт и 110МВт, 9 подстанции, 12 линий, 6 трансформаторов и 2 автотрансформаторов. Сеть работает на напряжениях 35кВ, 110кВ и 220 кВ. Существующие нагрузки и прогнозируемые приведены в таб. 1.

Таблица 1 – Перспективы развития электрической сети

Наименование узла	Существующая нагрузка	Перспективная нагрузка
п/ст 3	48+21.5j	62.4+32.5j
п/ст 2	19+9.89j	22+11.5j
п/ст 7	21+13j	25.2+18j
п/ст 5	20+11.2j	27+14j
п/ст 4	18+8.8j	30+15.7j
п/ст 6	38+18j	49.4+30j
п/ст 42	3+1.6j	3+2j
п/ст 41	4+1.9j	4.5+2.5j
нагрузка ЭС-1	40+28j	54+39j
нагрузка ЭС-2	85+50j	100+63j
расход на С.Н. ЭС-1	6.6+3.8	6.6+3.8
расход на С.Н. ЭС-2	13.2+6.7	13.2+6.7
Итого:	315+173.79	397+238.5

С учетом генерации на электростанции 1 и 2 и использованием в качестве балансирующего узла связь с системой видно, что на сегодняшний день нагрузка сети практически равна вырабатываемой мощности на электростанциях. Перспективные нагрузки превышают генерируемую мощность. Поэтому необходимо искать пути развития сети при которых сеть дальше сможет работать в нормальном режиме.

Одним из важнейших показателей уровня электроэнергетики страны является развитие электрических сетей – линий электропередачи и подстанций. Поэтому

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

проектирование электроэнергетических систем требует комплексного подхода к выбору и оптимизации схем электрических сетей и технико-экономическому обоснованию решений, определяющих состав, структуру, внешние и внутренние связи, динамику развития, параметры и надежность работы системы в целом и ее отдельных элементов.

Развитие управления режимами определяет надежность, качество электроэнергии, экономичность и обеспечение рыночных отношений между поставщиками и потребителями электроэнергии.

Это требует совершенствования управления потоками электрической энергии сетевыми компаниями. Для этого рассмотрим технические средства активно-адаптивного управления потоками электрических сетей, что позволяет обеспечивать необходимую пропускную способность ЛЭП при различных аварийных ситуациях.

Применение элементов силовой электроники для гибкого регулирования режимов энергосистемы в настоящее время актуально в силу следующих причин: высокий КПД, быстродействие, высокая надёжность.

Применение элементов традиционного регулирования во многих случаях не обеспечивает желаемого результата.

Целью предлагаемого исследования является использование при развитии электрической сети 110кВ следующих активно-адаптивных элементов:

статический тиристорный компенсатор и объединенный регулятор потоков мощности, которые обладают следующими преимуществами:

- быстродействие СТАТКОМ на базе ПН;
- высокая надежность СТАТКОМ обусловленная отсутствием вращательных элементов и др.
- Высокий диапазон регулирования режима электрической сети объединенным регулятором потоков мощности.

В качестве объекта исследования рассматривается энергосистема, разработанная в процессе выполнения курсового проекта.

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Анализ режима существующей системы

1.1 Перспективы развития сети

В современном мире очень важно предусмотреть перспективное развитие сети, с каждым днем нагрузки на электрическую сеть возрастают. Поэтому возникает вопрос о регулировании потоков мощностей в данной сети, чтобы снизить потери и продлить срок службы данной электрической сети. В моей работе будут рассмотрены как традиционные методы регулирования сети, так и активно-адаптивный метод.

Электрическая сеть должна отвечать следующим требованиям:

- 1) Обеспечение надежности электроснабжения;
- 2) Обеспечение нормируемого качества электроэнергии потребителей;
- 3) Схема сети должна быть достаточно гибкой, приспособленной к разным режимам, иметь возможность дальнейшего развития без коренных перестроек;
- 4) Электрическая сеть должна обеспечивать рациональное сочетание сооружаемых линий с действующими, максимальное использование действующей сети с учетом её возможной реконструкции;
- 5) Схема сети должна строиться с максимальным охватом территории для снабжения всех потребителей, при этом следует избегать сооружения протяженных малозагруженных участков, используемых только в послеаварийных режимах;
- 6) Учет вопросов экологии: уменьшение отчуждаемой для сетевого строительства земли, использование старых трасс, применение простых схем;
- 7) Обеспечение экономичности сооружения сети.

Определим мощности от генераторов:

$$\underline{S}_{ЭС2} = \underline{S}_{ЭС-2} - \underline{S}_{сн} - \underline{S}_H, \quad (1)$$

$$\underline{S}_{ЭС2} = 220 + j105,9 - 45 - j21,6 - 13,2 - j9,24 = 161,8 + j75,06 \text{ (MVA)},$$

$$\underline{S}_{ЭС1} = \underline{S}_{ЭС-1} - \underline{S}_{сн} - \underline{S}_H,$$

$$\underline{S}_{ЭС1} = 110 + j82,5 - 40 - j28 - 6,6 - j4,62 = 63,4 + j49,88 \text{ (MVA)}.$$

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.2 Расчет установившегося режима работы сети

Задача расчета режима сети заключается в нахождении его параметров с целью определения условий, в которых работает оборудование сети и ее потребители. Характер режима сети определяется тремя основными факторами: графиками нагрузок отдельных подстанций, режимами работы генерирующих источников, условиями обмена мощностью энергосистемы с соседними.

Рассмотрим следующие характерные нормальные режимы:

- максимальных нагрузок в зимние сутки, когда возникают потоки мощности, связанные с наибольшим потреблением электроэнергии;
- минимальных нагрузок в летние сутки.

Для выявления максимальных потоков мощности рассмотрим также особо тяжелый послеаварийный режим, возникающий при отключении наиболее загруженной линии №7. При этом нагрузки подстанций соответствуют максимальному режиму.

Напряжение в базисном узле задается в соответствии с данными: $U_{\max} = 115$ кВ, $U_{\min} = 113$ кВ, $U_{\text{пав}} = 110$ кВ.

1.3 Расчетная схема замещения электрической сети и расчет нагрузок

Определим расчетные нагрузки узлов с учетом потерь в трансформаторах. Сопротивления всех участков сети и всех трансформаторов приведем к базисному напряжению. Расчетные нагрузки включают в себя заданную мощность подстанции в рассматриваемом режиме \underline{S}_n , потери мощности в трансформаторах $\Delta\underline{S}_t$, зарядные мощности линий, присоединенных к данной подстанции:

$$\underline{S}_{\text{расч}} = \underline{S}_n + \Delta\underline{S}_m - j \sum_{i=1}^n \frac{Q_{zi}}{2}, \quad (2)$$

где n – число линий, подключенных к данной подстанции.

Расчетная мощность станции учитывает мощность, вырабатываемую генераторами ΣS_g , мощность, расходуемую на собственные нужды $\underline{S}_{\text{с.н.}}$,

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

мощность потребителя, расположенного в районе станции \underline{S}_H , потери в трансформаторах $\Delta\underline{S}_T$, зарядные мощности линий, присоединенных к станции:

$$\underline{S}_{расч} = \sum \underline{S}_z - \underline{S}_{с.н.} - \underline{S}_H - \Delta\underline{S}_m + j \sum_{i=1}^n \frac{Q_{zi}}{2}, \quad (3)$$

Для нахождения потерь в трансформаторах воспользуемся следующими формулами:

1. Потери мощности в n_T работающих двухобмоточных трансформаторах:

$$\Delta P_T = \frac{1}{n_T} \cdot \frac{p_H^2 + q_H^2}{U_{НОМ}^2} \cdot r_T + n_T \cdot \Delta P_{xx}, \quad (4)$$

$$\Delta Q_m = \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_H^2 + q_H^2}{U_{НОМ}^2} \cdot x_m + n_m \cdot \frac{I_{xx} \%}{100} \cdot S_m, \quad (5)$$

где $\underline{S}_H = p_H + jq_H$ – мощность подстанции со стороны низшего напряжения в соответствующем режиме работы.

2. Потери мощности в трансформаторах с расщепленной обмоткой:

$$\Delta P_T = \frac{1}{n_T} \cdot \frac{p_1^2 + q_1^2}{U_{НОМ}^2} \cdot r_{T1} + \frac{1}{n_T} \cdot \frac{p_2^2 + q_2^2}{U_{НОМ}^2} \cdot r_{T1} + n_T \cdot \Delta P_{xx}, \quad (6)$$

$$\Delta Q_m = \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_1^2 + q_1^2}{U_{НОМ}^2} \cdot x_{m1} + \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_2^2 + q_2^2}{U_{НОМ}^2} \cdot x_{m1} + n_m \cdot \frac{I_{xx} \%}{100} \cdot S_m, \quad (7)$$

где $\underline{S}_1 = p_1 + jq_1$ и $\underline{S}_2 = p_2 + jq_2$ – мощности обмоток низшего напряжения в соответствующем режиме работы;

r_{m1} и x_{m1} – сопротивления одного плеча схемы замещения трансформатора.

3. Потери мощности в трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах:

$$\Delta P_m = \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_6^2 + q_6^2}{U_{НОМ}^2} \cdot r_6 + \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_c^2 + q_c^2}{U_{НОМ}^2} \cdot r_c + \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_H^2 + q_H^2}{U_{НОМ}^2} \cdot r_H + n_m \cdot \Delta P_{xx}, \quad (8)$$

$$\Delta Q_m = \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_6^2 + q_6^2}{U_{НОМ}^2} \cdot x_6 + \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_c^2 + q_c^2}{U_{НОМ}^2} \cdot x_c + \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_H^2 + q_H^2}{U_{НОМ}^2} \cdot x_H + \frac{I_x \%}{100} \cdot S_m, \quad (9)$$

где $\underline{S}_B = p_B + jq_B$, $\underline{S}_C = p_C + jq_C$, $\underline{S}_H = p_H + jq_H$ – мощности обмоток трансформатора в рассматриваемом режиме;

$r_B, r_C, r_H, X_B, X_C, X_H$ – сопротивления обмоток.

Подстанция 2:

Нагрузка задана со стороны шин ВН, т.е. потери в трансформаторах уже учтены:

$$S_{2\max} = 32 + j14,4 \text{ (MVA)},$$

$$S_{2\min} = 22,4 + j10,08 \text{ (MVA)}.$$

Подстанция 3:

Нагрузка задана со стороны шин ВН, т.е. потери в трансформаторах уже учтены:

$$S_{3\max} = 55 + j28,05 \text{ (MVA)},$$

$$S_{3\min} = 38,5 + j19,64 \text{ (MVA)}.$$

Подстанция 4:

Необходимо учесть 2хАТДЦТН-125000/220/110. Сопротивления этого трансформатора были учтены в ЛЭП №10, поэтому необходимо учесть только потери холостого хода:

$$\Delta S_{2 \times \text{ТДТН}}^{\max} = \frac{1}{2} \cdot \frac{22,12^2 + 15,63^2}{110^2} \cdot (1,5 + j56,9) + \frac{1}{2} \cdot \frac{8,12^2 + 2,65^2}{110^2} \cdot (1,5 + j56,9) + \frac{1}{2} \cdot \frac{22^2 + 12,98^2}{110^2} \cdot (1,5 + j56,9) = 0,22 + j4,41 \text{ (MVA)},$$

$$S_{4\max} = S_{35\max} + S_4 + \Delta S_{2 \times \text{ТДТН}}^{\max} = 8,12 + j2,65 + 22 + j12,98 + 0,22 + j4,41 = 30,34 + j20,24 \text{ (MVA)},$$

$$S_{4\min} = 5,68 + j1,86 + 15,4 + j9,08 + 0,22 + j4,41 = 21,3 + j15,35 \text{ (MVA)}.$$

Подстанция 5:

$$S_{5\max} = 27 + j12,96 \text{ (MVA)},$$

$$S_{5\min} = 18,9 + j9,07 \text{ (MVA)}.$$

Подстанция 6:

Необходимо учесть потери в 2х ТРДН-40/110. Трансформатор с расщепленной обмоткой, потери определяются по формулам 48 и 49:

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

$$\Delta P_{m\max} = \frac{20^2 + 12,4^2}{110^2} \cdot 1,4 + \frac{20^2 + 12,4^2}{110^2} \cdot 1,4 + 2 \cdot 0,036 = 0,21,$$

$$\Delta Q_{m\max} = \frac{20^2 + 12,4^2}{110^2} \cdot 34,7 + \frac{20^2 + 12,4^2}{110^2} \cdot 34,7 + 2 \cdot 0,26 = j3,69.$$

$$S_{6\max} = 40,21 + j28,49 \text{ (MBA)},$$

$$S_{6\min} = 28 + j19,94 \text{ (MBA)}.$$

Подстанция 7:

Необходимо учесть 2х ТРДН-40/110:

$$\Delta P_{m\max} = \frac{16,5^2 + 9,73^2}{110^2} \cdot 1,4 + \frac{16,5^2 + 9,73^2}{110^2} \cdot 1,4 + 2 \cdot 0,036 = 0,16,$$

$$\Delta Q_{m\max} = \frac{16,5^2 + 9,73^2}{110^2} \cdot 34,7 + \frac{16,5^2 + 9,73^2}{110^2} \cdot 34,7 + 2 \cdot 0,26 = j2,63.$$

$$S_{7\max} = 33,16 + j22,1 \text{ (MBA)},$$

$$S_{7\min} = 23,22 + j15,47 \text{ (MBA)}.$$

Электростанция 1:

- два генератора работают на шины 10,5 кВ:

$$S_{ген} = 50 + j37,5 \text{ (MBA)},$$

$$S_{CH} = 0,06 \cdot (50 + j37,5) = 3 + j2,25 \text{ (MBA)},$$

$$S_{нагр} = 45 + j21,6 \text{ (MBA)}.$$

Трансформатор работающие на шины 10,5 кВ – ТРДН-25/110. Определим значения мощностей, проходящих через этот трансформатор в максимальном и минимальном режимах нагрузок:

$$S_{m\max} = 50 + j37,5 - 3 - j2,25 - 45 - j21,6 = 2 + j13,65 \text{ (MBA)},$$

$$S_{m\min} = 50 + j37,5 - 3 - j2,25 - 31,5 - j15,12 = 15,5 + j20,13 \text{ (MBA)}.$$

Потери в трансформаторе:

$$\Delta P_{m\max} = \frac{2^2 + 13,65^2}{110^2} \cdot 2,54 + 0,027 = 0,07 \text{ (MВт)},$$

$$\Delta Q_{m\max} = \frac{2^2 + 13,65^2}{110^2} \cdot 55,9 + 0,175 = j1,05 \text{ (MВАр)},$$

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

$$\Delta S_{m\max} = 0,07 + j1,05 \text{ (MBA)},$$

$$\Delta S_{m\min} = 0,16 + j3,16 \text{ (MBA)}.$$

- блок генератор-трансформатор:

$$S_{ген} = 60 + j45 \text{ (MBA)},$$

$$S_{CH} = 0,06 \cdot (60 + j45) = 3,6 + j2,7 \text{ (MBA)}.$$

Трансформатор в блоке - ТДЦ-80/110. Определим мощность, проходящую через этот трансформатор:

$$S_{mp-p} = 60 + j45 - 3,6 - j2,7 = 56,4 + j42,3 \text{ (MBA)},$$

$$\Delta P_m = \frac{56,4^2 + 42,3^2}{110^2} \cdot 0,71 + 0,07 = 0,36 \text{ (MВт)};$$

$$\Delta Q_m = \frac{56,4^2 + 42,3^2}{110^2} \cdot 19,2 + 0,48 = 8,37 \text{ (MVar)},$$

$$\Delta S_m = 0,36 + j8,37 \text{ (MBA)}.$$

Определим приведённую мощность первой электростанции:

$$S_{ЭС-1\max} = (2 + 56,4 - 0,36 - 0,07) + j(13,65 + 42,3 - 8,37 - 1,05) = 57,97 + j46,53 \text{ (MBA)},$$

$$S_{ЭС-1\min} = (15,5 + 56,4 - 0,36 - 0,16) + j(20,13 + 42,3 - 8,37 - 3,16) = 71,38 + j50,9 \text{ (MBA)}.$$

Электростанция 2:

- ТДЦ-125/220:

$$S_{CH} = 6,6 + j4,95 \text{ (MBA)},$$

$$S_T = 110 + j82,5 - 6,6 - j4,95 = 103,4 + j77,55 \text{ (MBA)},$$

$$\Delta S_T = \frac{(103,4^2 + 77,55^2)}{220} \cdot (1,4 + j51,5) + 0,038 + j0,63 = 0,52 + j18,41 \text{ (MBA)}.$$

- 2xТДЦ-80/220:

$$S_T = 120 + j90 - 7,2 - j5,4 = 112,8 + j84,6 \text{ (MBA)},$$

$$\Delta S_T = \frac{1}{2} \cdot \frac{(112,8^2 + 84,6^2)}{220} \cdot (2,9 + j80,5) + 2 \cdot (0,105 + j0,48) = 0,82 + j17,49 \text{ (MBA)},$$

$$\Delta S_{T\Sigma} = \Delta S_{2xТДЦ-80/220} + \Delta S_{ТДЦ-125} = 1,34 + j35,9 \text{ (MBA)}.$$

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Расчет провели для максимального и для минимального режима работы сети. В минимальном режиме мощность потребителей уменьшили в 0,7 раз. На подстанциях 2,3,5 нагрузки приведены к шинам 110 кВ, поэтому потерь в трансформаторах нет.

Определим приведённую мощность электростанции 2:

$$S_{ЭС-2\max} = (103,4 - 112,8 - 0,52 - 0,82 - 55) + j(77,55 + 84,6 - 18,41 - 17,49 - 26,4) = 159,86 + j99,85 \text{ (MVA)},$$

$$S_{ЭС-2\min} = 176,66 + j107,77 \text{ (MVA)}.$$

1.3 Карта режимов существующей сети

Произведем расчет режима существующей сети в программе Networks. Существующие напряжения взяты из таблицы 1. Карта режимов на рисунке 2. На карте режимов видно, что напряжения в сети в норме, самое низкое напряжение в кольце 110кВ на подстанции 7, неравномерность загрузки ЛЭП, на линии 3-4 практически нет нагрузки. Максимальная нагрузка на ЭС-2 $85+50j$, максимальное напряжение в кольце 110кВ на подстанции 3 115.24кВ. Нагрузка в системе практически равна генерации.

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

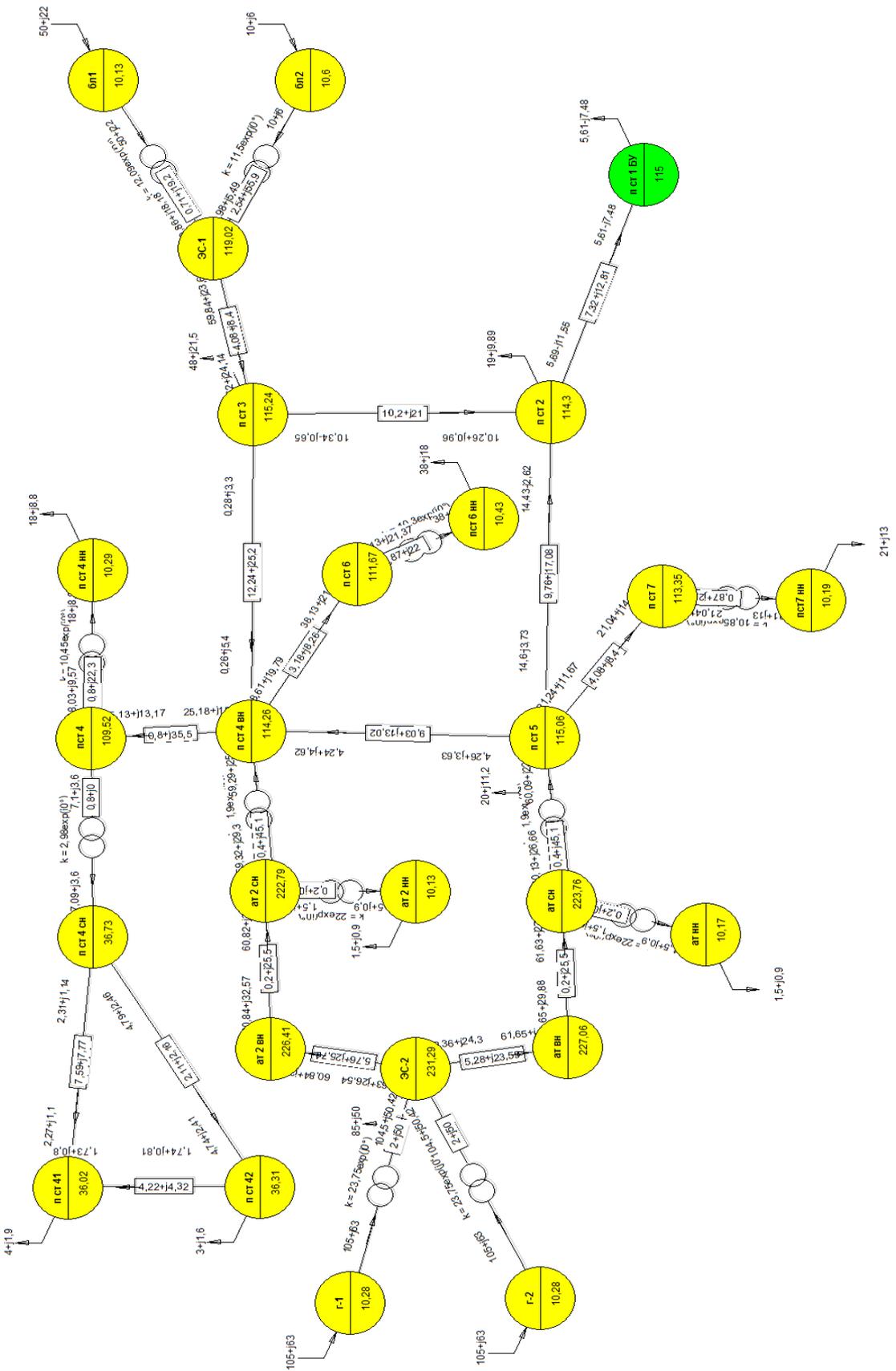


Рисунок 2 – Карта режима существующей сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР

Лист

16

Расчеты режимов электрической сети производятся точно при условии, что задано напряжение на шинах наиболее удаленного потребителя – «расчет по данным конца» и методом последовательных приближений, если задано напряжение на шинах источника (БУ) – «расчет по данным начала». В соответствии с исходными данными к проекту, расчет производится «по данным начала» в программе Networks. Расчет проводим для трех режимов, по результатам расчета каждого из режимов составим карты режима:

- максимальный режим нагрузок (рисунок 3);
- минимальный режим нагрузок (рисунок 4);
- послеаварийный режим работы при отключении одной цепи линии с наибольшей плотностью тока и максимальном режиме работы нагрузок (рисунок 5).

Данные расчета проводятся более точно, с учетом потерь в трансформаторах и автотрансформаторах, точном задании зарядных мощностей линий. Поэтому реактивные потери больше, чем предполагалось ранее. Чтобы обеспечить потребление мощности системой с заданным тангенсом, требуется изменить коэффициент мощности генераторов на электростанции. Будем производить регулирование реактивной мощности (изменять $\cos\varphi_G$, но не более 0,93) на ЭС – 1 для блочного трансформатора ТДЦ – 80/110, на ЭС – 2 для блочных трансформаторов ТДЦ – 125/220, ТДЦ – 80/220.

Максимальный режим:

Максимальная токовая нагрузка: 428,7 А в ветви 9-4;

Максимальная потеря: 1,44 МВт в ветви 2-3;

Суммарные потери в сети: 5,86 МВт;

Максимальное напряжение: 131,4 кВ на ЭС -2;

Минимальное напряжение: 118 кВ на п/ст 2;

$\operatorname{tg}\varphi_c = 5,78$.

В данном режиме мощность ЭС-1 составляет $58+j46,5$ (МВА), а ЭС-2 составляет $159,9+j99,8$ (МВА). При этом напряжение ЭС-2 достигает 131 кВ, поэтому с целью снижения напряжения будем снижать реактивную мощность,

					<i>П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

генерируемую на электростанции 2, т.е. генераторы будут работать с другим $\text{tg}\varphi$. Снижаем реактивную мощность до 69,5 МВАр. Тогда $\text{tg}\varphi_c=0,24$ ($\cos\varphi=0,92$), что удовлетворяет требованиям ПУЭ. Напряжения в узлах схемы представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Напряжения в узлах схемы в режиме максимальных нагрузок

№ п/ст	1	2	3	4	5	6	7	ЭС – 1	ЭС – 2
U, кВ	115	114	117	115	116	112	113	122	122

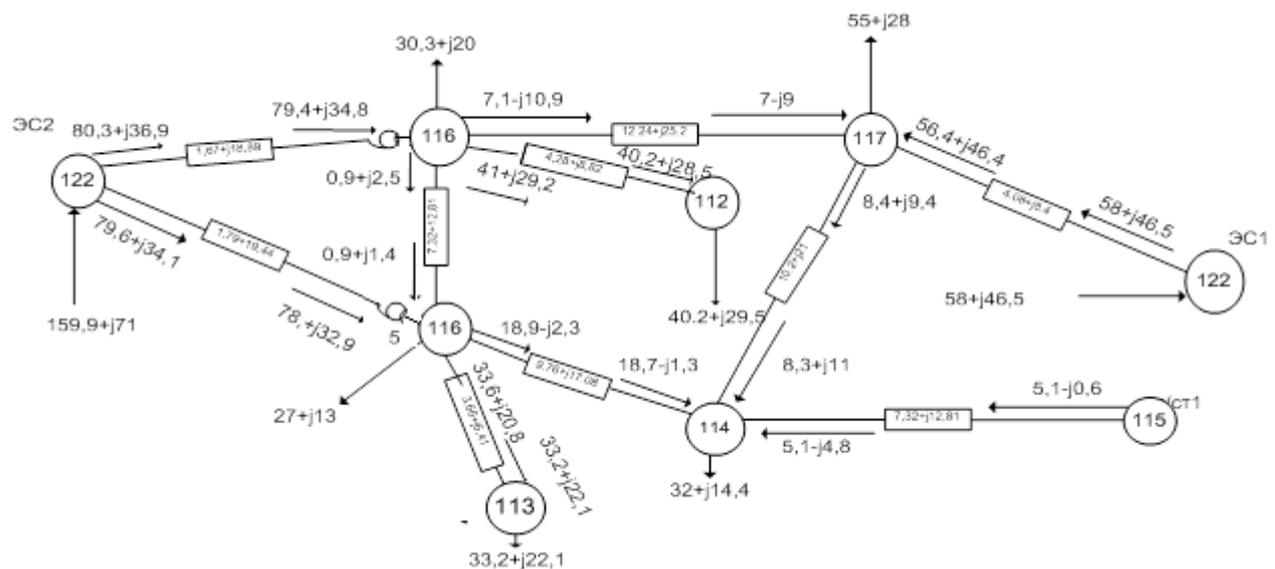


Рисунок 3 – Карта режима максимальных нагрузок сети после регулирования

При таких задающих мощностях уровни напряжений на подстанциях лежат в пределах допустимых отклонений.

Минимальный режим:

Максимальная токовая нагрузка: 537 А в ветви 1-2;

Максимальная потеря: 6,34 МВт в ветви 1-2;

Суммарные потери в сети: 16,66 МВт;

Максимальное напряжение: 146,9 кВ на ЭС-2;

Минимальное напряжение: 126 кВ на п/ст 2;

$\text{tg}\varphi_c = 0,9$.

В данном режиме напряжения в узлах сети выходят за пределы допустимых значений. С целью снижения напряжений произведём отключение одного генератора на ЭС-2 мощностью 60 МВт, а также будем регулировать потоки

реактивной мощности на обеих электростанциях. После проведённых мероприятий имеем напряжения, не превышающие допустимых значений, и имеем $\text{tg}\varphi_c = 0,12$. Напряжения в узлах схемы представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Напряжения в узлах схемы в режиме минимальных нагрузок

№ п/ст	1	2	3	4	5	6	7	ЭС – 1	ЭС – 2
U, кВ	113	116	119	119	118	116	117	124	124

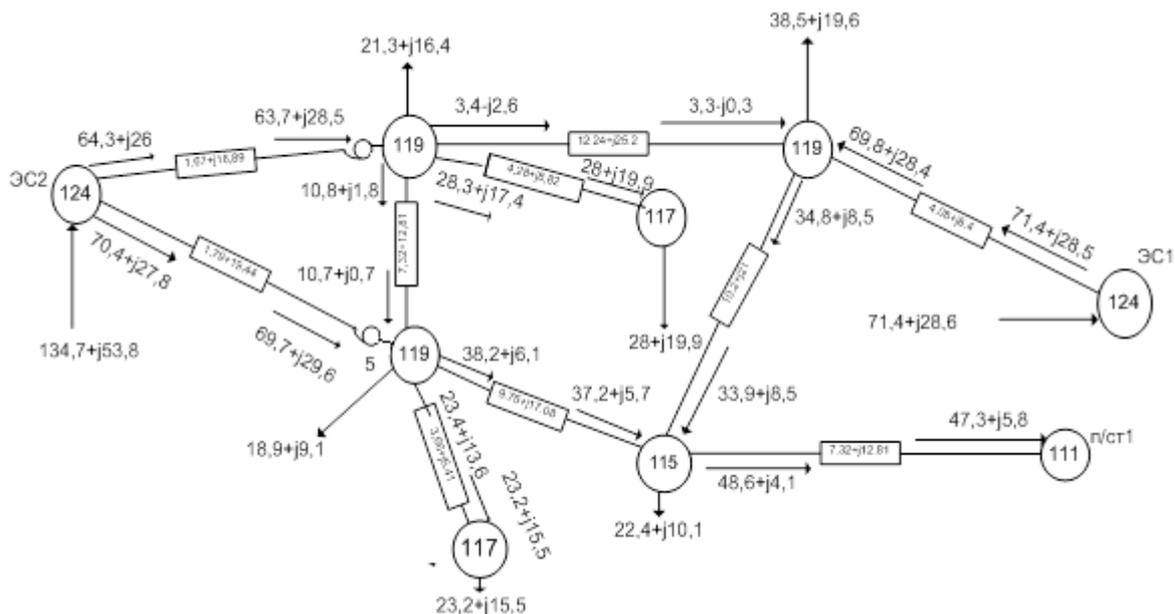


Рисунок 4 – Карта режима минимальных нагрузок сети после регулирования

Послеаварийный режим:

Максимальная токовая нагрузка: 435,2 А в ветви 9-6;

Максимальная потеря: 1,94 МВт в ветви 3-4;

Суммарные потери в сети: 7,73 МВт;

Максимальное напряжение: 140,1 кВ на ЭС-2;

Минимальное напряжение: 113 кВ на п/ст 2;

$\text{tg}\varphi_c = 4,34$.

В данном режиме значения напряжений в большинстве узлов схемы и $\text{tg}\varphi_c$ выходят за пределы допустимых. Следовательно, необходимо провести мероприятия по регулированию сети. На ЭС-1 уменьшим выдачу реактивной мощности до значения $Q_{ЭС-2} = 0,56 \cdot 159,9 = 90,3$ МВАр ($\cos\varphi = 0,87$), а на ЭС-1 до значения $Q_{ЭС-2} = 0,54 \cdot 58 = 30,2$ МВАр ($\cos\varphi = 0,88$). А также договоримся с соседней

энергосистемой о том, что она обеспечит нам на системной подстанции напряжение 108 кВ. После проведенных мероприятий имеем $tg\varphi_c = 0,34$. Напряжения в узлах схемы представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Напряжения в узлах схемы в послеаварийном режиме

№ п/ст	1	2	3	4	5	6	7	ЭС – 1	ЭС – 2
U, кВ	108	107	111	115	117	112	115	116	124

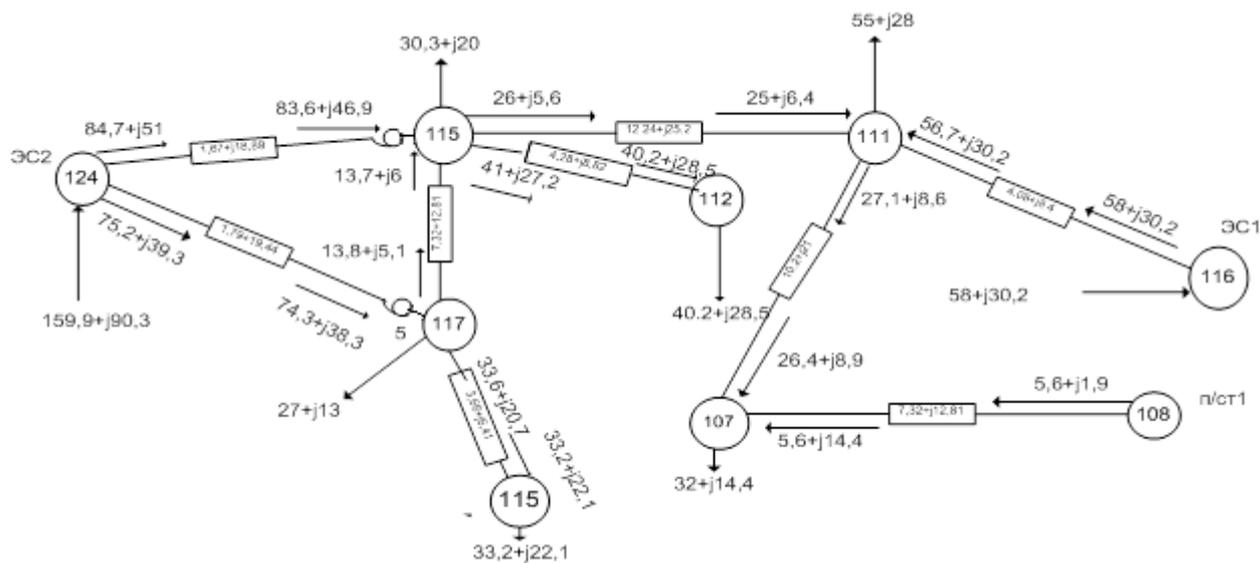


Рисунок 5 – Карта послеаварийного режима сети после регулирования

Проанализировав карты режимов данной сети, можно сделать вывод, что в системе нет потенциала для роста нагрузок. Для продления срока службы данной системой можно рассмотреть вариант строительства еще одной ЛЭП, регулирования режима традиционными средствами и регулирования режима при помощи активно-адаптивных методов.

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

1.4 Традиционные методы регулирования потоков в сети.

1.4.1 Строительство ЛЭП

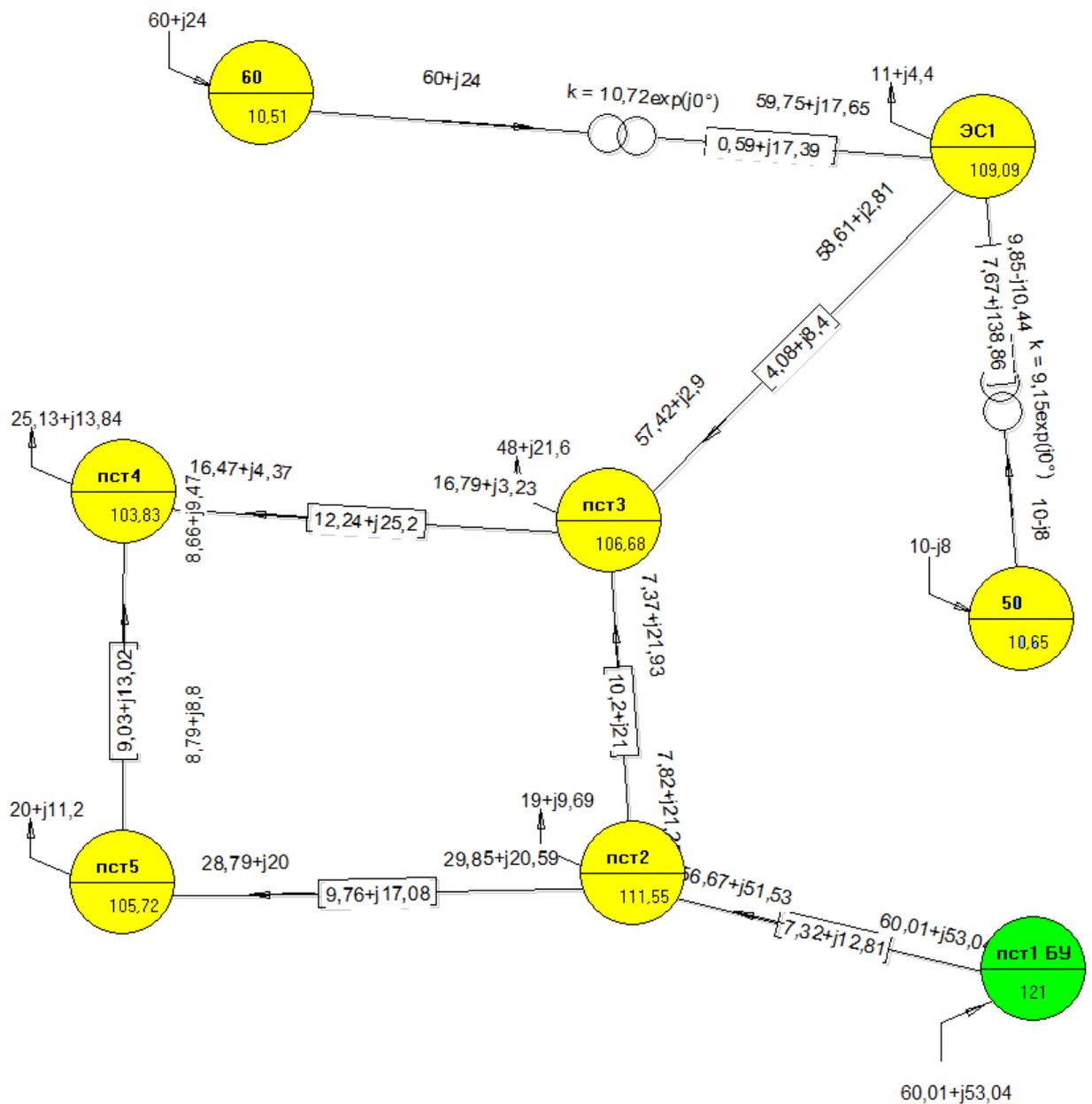


Рисунок 6 – Карта режима существующей сети свернутая

Суммарные потери активной мощности (P): 6,881 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 8,311 МВАр

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

П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР

Лист

21

Таблица 6 – Режимные параметры ветвей

Линия	УН	УК	Марка	P, МВт	I, А	Идоп, А	j, А/мм ²
1	пст1 БУ	пст2	2хАС- 120/19	30	194,8	390	1,623
2	пст2	пст3	АС- 150/24	7,82	121,27	450	0,808
3	пст3	пст4	АС- 150/24	16,79	93,6	450	0,624
4	пст5	пст4	АС- 95/16	8,79	69,67	330	0,733
5	пст2	пст5	АС- 120/19	29,85	189,65	390	1,58
6	ЭС1	пст3	2хАС- 150/24	29,3	155,45	450	1,036

Таблица 7 – Режимные параметры узлов

Номер	Название	Тип	Uном, кВ	P, МВт	Q, МВАр	U, кВ	delta, °
0	Пст1 БУ	Базисный	110	-60,01	-53,04	121	0
1	Пст2	Обычный	110	19	9,69	111,55	-1,54
2	Пст3	Обычный	110	48	21,6	106,68	-1,25
3	Пст4	Обычный	110	25,13	13,84	103,83	-3,17
4	Пст5	Обычный	110	20	11,2	105,72	-3,01
5	60	Обычный	110	-60	-24	10,51	5,9
6	50	Обычный	110	-10	8	10,65	8,93
7	ЭС	Обычный	110	11	4,4	109,09	1,09

На следующем шаге исследования повышаем нагрузки до того момента пока одна из линий не перегрузится. Симметрично увеличиваем нагрузки на 70%. Результаты сведём в Таблицу 8.

Таблица 8 – Нагрузка ПС после преобразований

№	Наименование ПС	Нагрузка $P + jQ$, МВА
1	п/ст-2	$26.6 + j13.57$
2	п/ст-3	$67.2 + j30.24$
4	п/ст-4	$35.18 + j19.38$
5	п/ст-5	$28 + j15.68$

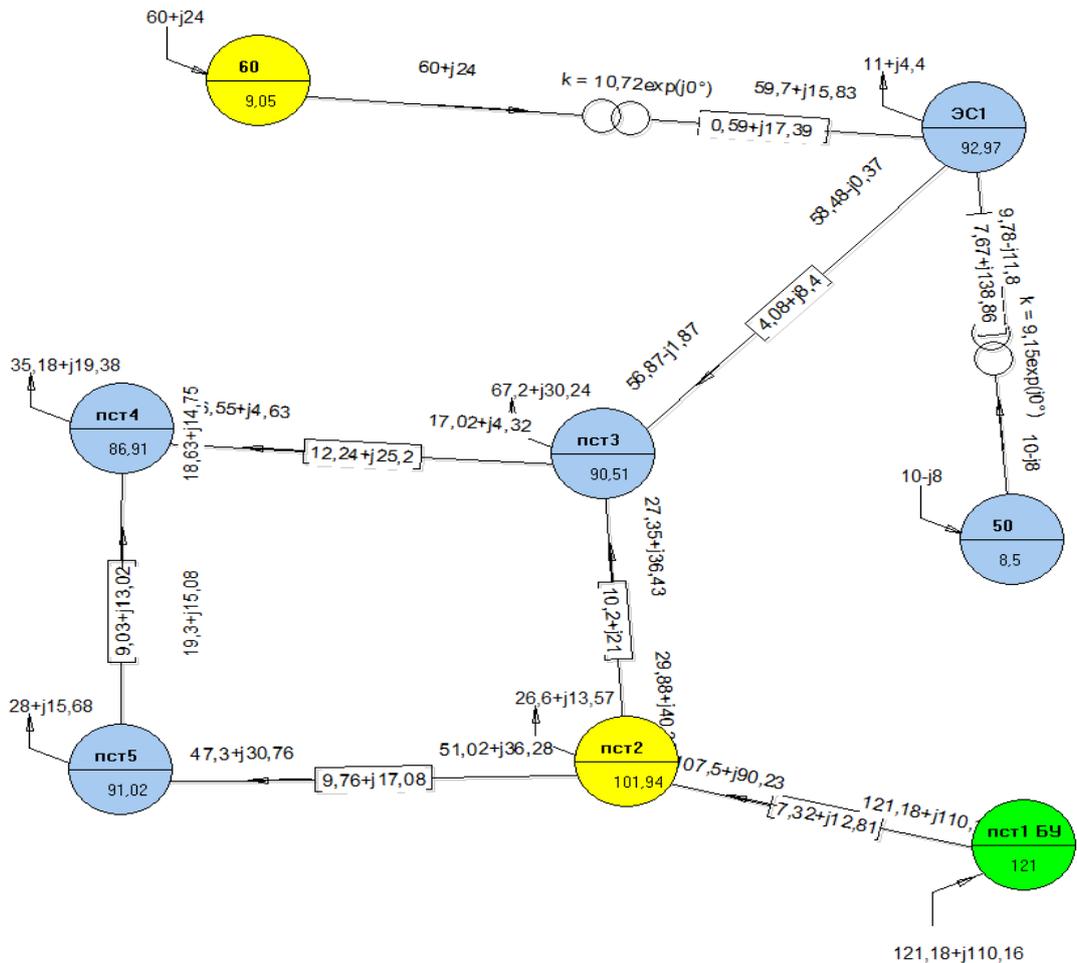


Рисунок 7 – Карта режима перегруженная на 70%

Суммарные потери активной мощности (P): 23.201 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 42.9 МВАр

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

П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР

Лист

23

Таблица 9 – Режимные параметры ветвей

Линия	УН	УК	Марка	Р, МВт	I, А	Iдоп, А	j, А/мм ²
1	пст1 БУ	пст2	2хАС- 120/19	60,59	394,47	390	3,287
2	пст2	пст3	АС- 150/24	29,88	287,78	450	1,919
3	пст3	пст4	АС- 150/24	17,02	113,12	450	0,754
4	пст5	пст4	АС- 95/16	19,3	156,64	330	1,649
5	пст2	пст5	АС- 120/19	51,02	356,38	390	2,97
6	ЭС1	пст3	2хАС- 150/24	29,24	181,6	450	1,211

Таблица 10 – Режимные параметры узлов

Номер	Название	Тип	Uном, кВ	Р, МВт	Q, МВАр	U, кВ	delta, °
0	Пст1 БУ	Базисный	110	-121.2	-110.2	121	0
1	Пст2	Обычный	110	26.6	13.57	101.94	-3.39
2	Пст3	Обычный	110	67.2	30.24	90.51	-4.68
3	Пст4	Обычный	110	35.18	19.38	86.91	-7.36
4	Пст5	Обычный	110	28	15.68	91.02	-6.55
5	60	Обычный	110	-60	-24	9.05	5.2
6	50	Обычный	110	-10	8	8.5	10.22
7	ЭС	Обычный	110	11	4.4	92.97	-1.35

Линия 1 перегружена по току, т.е. ток в линии превышает допустимый ток. Предлагаемым вариантом разрешения проблемы является строительство дополнительной двухцепной линии между пст1 и пст 3. В итоге получаем следующую картину.

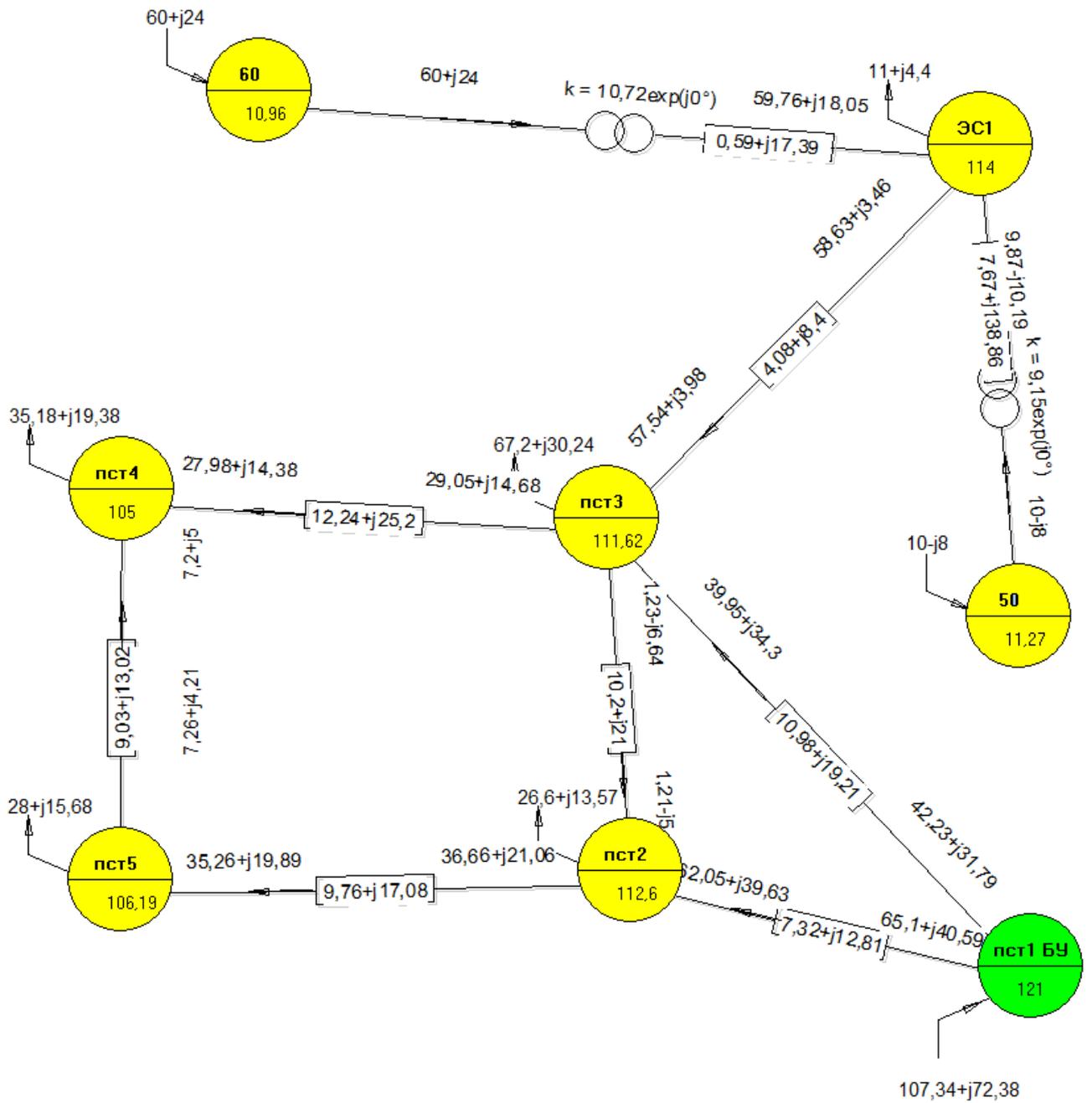


Рисунок 7 – Карта режима поле построения новой ЛЭП

Суммарные потери активной мощности (P): 9,357 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 5,116 МВАр

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Таблица 11 – Режимные параметры ветвей

Линия	УН	УК	Марка	P, МВт	I, А	Iдоп, А	$j, \text{А/мм}^2$
1	пст1 БУ	пст2	2хАС-120/19	32,55	186,03	390	1,55
2	пст3	пст2	АС-150/24	1,23	30,66	450	0,204
3	пст3	пст4	АС-150/24	29,05	170,79	450	1,139
4	пст5	пст4	АС-95/16	7,26	46,86	330	0,493
5	пст2	пст5	АС-120/19	36,66	218,51	390	1,821
6	ЭС1	пст3	2хАС-150/24	29,31	148,97	450	0,993
7	пст1 БУ	пст3	2хАС-120/19	21,11	131,29	390	1,094

Таблица 12 – Режимные параметры узлов

Номер	Название	Тип	Uном, кВ	P, МВт	Q, МВАр	U, кВ	delta, °
0	Пст1 БУ	Базисный	110	-107,34	-72,38	121	0
1	Пст2	Обычный	110	26.6	13.57	112,6	-2,19
2	Пст3	Обычный	110	67.2	30.24	111,6	-1,8
3	Пст4	Обычный	110	35.18	19.38	105	-4,44
4	Пст5	Обычный	110	28	15.68	106,19	-4,17
5	60	Обычный	110	-60	-24	10,96	4,74
6	50	Обычный	110	-10	8	11,27	7,42
7	ЭС	Обычный	110	11	4.4	114	0,33

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

П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР

Лист

26

1.4.2 Конденсаторные батареи

Из теории сетей мы знаем, что разгрузить линию можно путём установки компенсирующих реактивную мощность устройств. Таковым аппаратом выступают конденсаторные батареи (КБ). Поэтому следующим шагом в исследовании будет установка КБ в узел 2 с целью компенсации всей реактивной мощности. Установка из двух типовых блоков по 50 МВАр ООО "Энерком-Сервис".

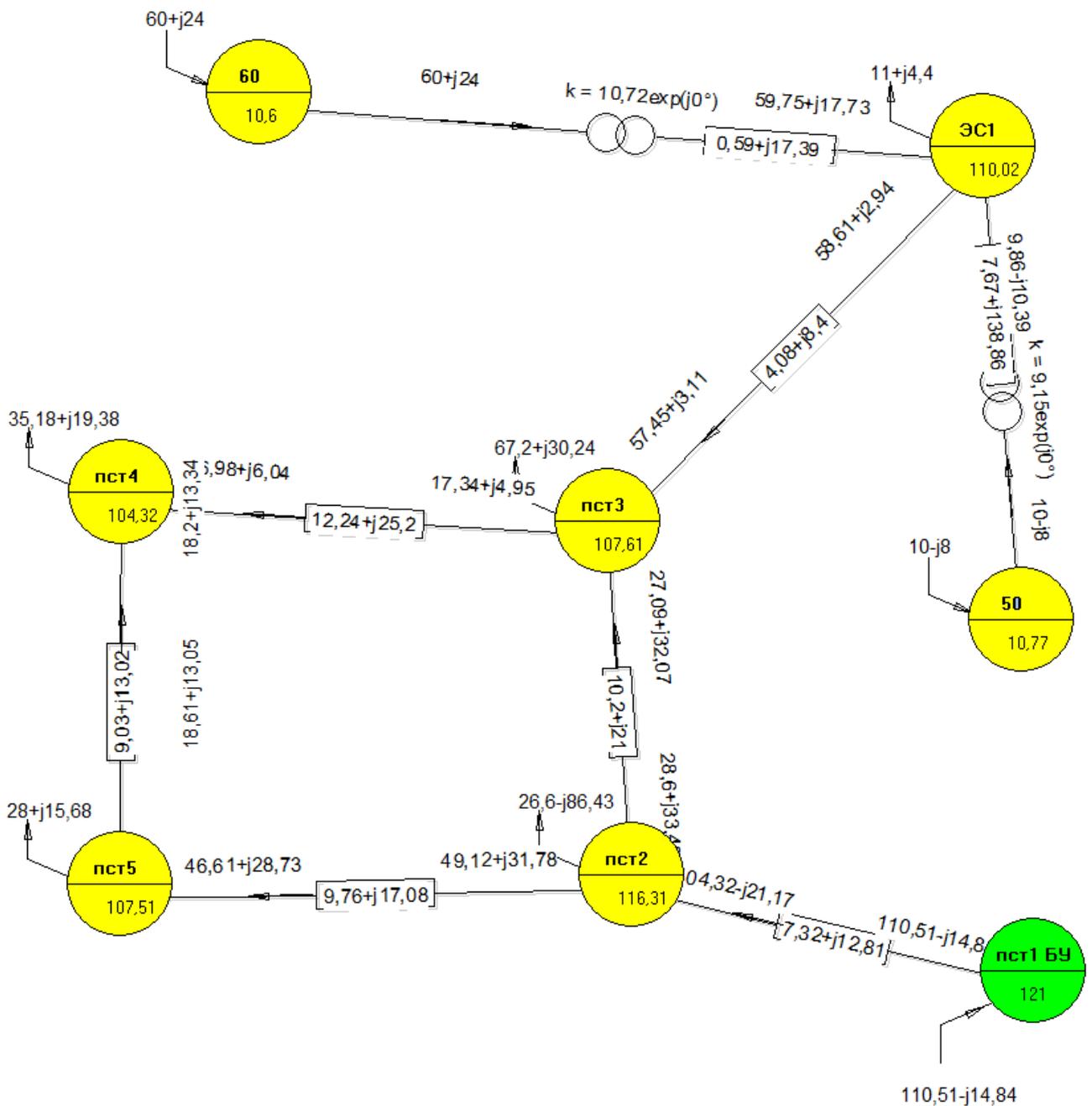


Рисунок 8 – Карта режима после установки конденсаторных батарей

Суммарные потери активной мощности (P): 12,624 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 127,532 МВАр

Таблица 11 – Режимные параметры ветвей

Линия	УН	УК	Марка	P, МВт	I, А	Iдоп, А	j, А/мм ²
1	пст1 БУ	пст2	2хАС-120/19	55,25	265,32	390	2,211
2	пст2	пст3	АС-150/24	28,6	222,06	450	1,48
3	пст3	пст4	АС-150/24	17,34	98,23	450	0,655
4	пст5	пст4	АС-95/16	18,61	123,48	330	1,3
5	пст2	пст5	АС-120/19	49,11	292,34	390	2,436
6	ЭС1	пст3	2хАС-150/24	29,31	154,19	450	1,028

Таблица 12 – Режимные параметры узлов

Номер	Название	Тип	Uном, кВ	P, МВт	Q, МВАр	U, кВ	delta, °
0	Пст1 БУ	Базисный	110	-110,5	14,84	121	0
1	Пст2	Обычный	110	26,6	-86,43	116,31	-6,15
2	Пст3	Обычный	110	67,2	30,24	107,61	-7,29
3	Пст4	Обычный	110	35,18	19,38	104,32	-9,15
4	Пст5	Обычный	110	28	15,68	10,51	-8,54
5	60	Обычный	110	-60	-24	10,6	-0,27
6	50	Обычный	110	-10	8	10,77	2,69
7	ЭС	Обычный	110	11	4,4	110,02	-4,99

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

П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР

Лист

28

1.4.3 Выбор отпаек трансформатора

Потребители могут эффективно работать только при определенном качестве электроэнергии. Снижение качества электроэнергии может привести к следующим отрицательным последствиям:

- увеличение потерь активной мощности и электроэнергии;
- сокращению службы электрооборудования;
- ложной работе устройств защиты и автоматики;
- нарушению нормального хода технологических процессов и ущербу у потребителей.

Требования к качеству электроэнергии в электрических сетях определяются ГОСТом 13109 – 87. В процессе проектирования электрических сетей выбираются средства регулирования, регулировочные диапазоны, места установки компенсирующих устройств, обеспечивающих допустимые уровни напряжения на шинах потребителей.

Основным способом является регулирование напряжения изменением коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов под нагрузкой. Все остальные способы регулирования напряжения (трансформаторами с ПБВ, генераторами станций, изменением сопротивления сети и потоков реактивной мощности) имеют меньшее значение и являются вспомогательными.

Подстанция №6:

На подстанции установлены 2хТРДН-40/110, РПН пределы регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$, $U_{вн.хх} = 115$ кВ.

1) Падение напряжение рассчитаем по формуле:

$$\Delta U_T = \frac{P_{np} \cdot r_T + Q_{np} \cdot x_T}{U_{вн}}, \quad (5)$$

где $P_{np} + jQ_{np}$ – приведенная мощность п/ст в рассматриваемом режиме; $U_{вн}$ – напряжение на шинах п/ст, полученное в результате соответствующего режима сети; r_T, x_T – эквивалентные сопротивление трансформаторов, приведенные к $U_{вн}$.

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Расчет ведем для трех режимов:

$$\Delta U_{T \max} = \frac{40,2 \cdot 1,4 + 28,5 \cdot 34,7}{112 \cdot 2} = 4,42 \text{ (кВ)},$$

$$\Delta U_{T \min} = \frac{28 \cdot 1,4 + 19,9 \cdot 34,7}{117 \cdot 2} = 3,12 \text{ (кВ)},$$

$$\Delta U_{T \text{пав}} = \frac{40,2 \cdot 1,4 + 28,5 \cdot 34,7}{112 \cdot 2} = 4,66 \text{ (кВ)}.$$

2) Определим для всех режимов приведенные напряжения на шинах НН подстанции:

$$U'_{\text{НН}} = U_{\text{ВН}} - \Delta U_T, \quad (6)$$

$$U'_{\text{НН max}} = 112 - 4,42 = 107,58 \text{ (кВ)},$$

$$U'_{\text{НН min}} = 117 - 3,12 = 113,88 \text{ (кВ)},$$

$$U'_{\text{НН пав}} = 112 - 4,66 = 107,34 \text{ (кВ)}.$$

3) Рассчитаем для всех режимов значения ответвлений со стороны обмотки ВН, обеспечивающие желаемые напряжения у потребителя:

$$U_{\text{отв.В}} = \frac{U'_{\text{НН}} \cdot U_{\text{хх}}}{U_{\text{жел.н}}}, \quad (7)$$

здесь $U_{\text{хх}}$ – напряжение холостого хода трансформатора;

$U_{\text{жел.н}}$ – напряжение, которое желательно получить на шинах НН подстанции.

$$U_{\text{отв.В max}} = \frac{107,58 \cdot 10,5}{10,5} = 107,5 \text{ (кВ)},$$

$$U_{\text{отв.В min}} = \frac{113,88 \cdot 10,5}{10,5} = 113,88 \text{ (кВ)},$$

$$U_{\text{отв.В пав}} = \frac{107,34 \cdot 10,5}{10,5} = 107,34 \text{ (кВ)}.$$

4) Учитывая способ регулирования для данного трансформатора – РПН, выберем стандартную отпайку для каждого режима работы $U_{\text{отв,ст.В}}$:

$$U_{\text{отв.В ст}} = 115 - 2 \cdot 0,0178 \cdot 115 = 110,9 \text{ (кВ)},$$

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

5) Определим действительное напряжение на шинах НН подстанции при выбранной стандартной отпайке на обмотке ВН в трех режимах:

$$U_{НН} = \frac{U'_{НН} \cdot U_{xx}}{U_{отв.ст.В}}, \quad (8)$$

$$U_{НН.маx} = \frac{107,58 \cdot 10,5}{110,9} = 10,18 \text{ (кВ)},$$

$$U_{НН.мин} = \frac{113,88 \cdot 10,5}{110,9} = 10,78 \text{ (кВ)},$$

$$U_{НН.нав} = \frac{107,34 \cdot 10,5}{110,9} = 10,16 \text{ (кВ)}.$$

6) Проверим отклонение действительных напряжений от номинальных и сравним с допустимым отклонением $V_{доп} = \pm 5\%$:

$$V = \frac{U_{НН} - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% \leq V_{доп}, \quad (9)$$

$$V_{маx} = \frac{10,18 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = -3\% > -5\%,$$

$$V_{мин} = \frac{10,78 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = 2,7\% < 5\%,$$

$$V_{нав} = \frac{10,16 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = -3,2\% > -5\%.$$

На повышающих трансформаторах электростанций отпайки выбираются следующим образом. Выбираем отпайки на ТДЦ-80/110, ПБВ $\pm 2 \cdot 2,5\%$, $U_{ВН.маx} = 121$.

1) Падение напряжения:

$$\Delta U_{Tмаx} = \frac{56,4 \cdot 0,71 + 42,3 \cdot 19,2}{122} = 6,98 \text{ (кВ)},$$

$$\Delta U_{Tмин} = \frac{56,4 \cdot 0,71 + 42,3 \cdot 19,2}{124} = 6,87 \text{ (кВ)},$$

$$\Delta U_{Tнав} = \frac{56,4 \cdot 0,71 + 42,3 \cdot 19,2}{116} = 7,34 \text{ (кВ)}.$$

2) Приведенные напряжения на шинах НН подстанции:

$$U'_{ННмаx} = U_{ВН} + \Delta U_{Tмаx} = 122 + 6,98 = 128,98 \text{ (кВ)},$$

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$U'_{HH \min} = U_{BH} + \Delta U_{T \min} = 124 + 6,87 = 130,87 \text{ (кВ)},$$

$$U'_{HH \text{нав}} = U_{BH} + \Delta U_{T \text{нав}} = 116 + 7,34 = 123,34 \text{ (кВ)}.$$

3) Значения ответвлений со стороны обмотки ВН:

$$U_{\text{отв.В.макс}} = \frac{U'_{HH \text{макс}} \cdot U_{\text{ном.Г}}}{U_{\text{ж.н}}} = \frac{128,98 \cdot 10,5}{10,5} = 128,98 \text{ (кВ)}, \quad (10)$$

где $U_{\text{ном.Г}}$ – номинальное напряжение на шинах генератора; $U_{\text{ж.н}}$ – напряжение, которое желательно получить на шинах НН подстанций, например

$$U_{\text{ж.н}} = U_{\text{ном}}.$$

4) Выберем стандартную отпайку для каждого режима работы $U_{\text{отв.ст.В}}$:

$$U_{\text{отв.В.ст}} = 121 - 2 \cdot 0,025 \cdot 121 = 127,06 \text{ (кВ)}.$$

5) Действительные напряжения на шинах НН подстанций при выбранной стандартной отпайке на обмотке ВН:

$$U_{HH \text{макс}} = \frac{U'_{HH} \cdot U_{\text{ном.Г}}}{U_{\text{отв.В.ст}}} = \frac{128,98 \cdot 10,5}{127,06} = 10,66 \text{ (кВ)}, \quad (11)$$

$$U_{HH \text{мин}} = \frac{U'_{HH \text{мин}} \cdot U_{\text{ном.Г}}}{U_{\text{отв.В.ст}}} = \frac{130,87 \cdot 10,5}{127,06} = 10,81 \text{ (кВ)},$$

$$U_{HH \text{нав}} = \frac{U'_{HH \text{нав}} \cdot U_{\text{ном.Г}}}{U_{\text{отв.В.ст}}} = \frac{123,34 \cdot 10,5}{127,06} = 10,19 \text{ (кВ)}.$$

7) Проверим отклонение действительных напряжений от номинальных и сравним с допустимым отклонением $V_{\text{доп}} = \pm 5\%$:

$$V_{\text{макс}} = \frac{10,66 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = 1,5\% < 5\%,$$

$$V_{\text{мин}} = \frac{10,81 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = 2,9\% < 5\%,$$

$$V_{\text{нав}} = \frac{10,19 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = -2,9\% > -5\%.$$

Расчет по ПС №6, №7, ЭС-1, ЭС-2 сведем в таблицу 13.

Таблица 13 – Выбор отпаяк трансформаторов

№ ПС	Тип тр-ра	Пределы регулир-я	Реж	U_{BH} , кВ	ΔU_T , кВ	U'_{HH} , кВ	$U_{\text{отв.В}}$, кВ	№ отп	$U_{\text{отв.ст.В}}$, кВ	U_{HH} , кВ	V, %

6	2хТРДН- 40/110 $U_{в.ном}=115$	РПН $\pm 9 \times 1,78\%$	max	112	4,42	107,58	107,58	-2	110,9	10,18	-3
			min	117	3,12	113,88	113,88	-2	110,9	10,78	2,7
			пав	112	4,66	107,34	107,34	-2	110,9	10,16	3,2
7	2хТРДН- 40/110 $U_{в.ном}=115$	РПН $\pm 9 \times 1,78\%$	max	113	3,59	109,41	109,41	-2	110,9	10,35	-1,3
			min	117	2,43	114,57	114,57	-2	110,9	10,85	3,3
			пав	115	3,54	111,46	111,46	-2	110,9	10,55	0,5
ЭС- 1	ТДЦ- 80/110 $U_{вн.хх}=121$	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	max	122	6,98	128,98	128,98	2	127,06	10,66	1,5
			min	124	6,87	130,87	130,87	2	127,06	10,81	2,9
			пав	116	7,34	123,34	123,34	2	127,06	10,19	-2,9
ЭС- 1	ТРДН- 25/110, $U_{вн.хх}=115$	РПН $\pm 9 \times 1,78\%$	max	122	6,29	128,24	128,24	5	125,25	10,75	2,4
			min	124	9,39	133,39	133,39	9	133,45	10,49	-0,09
			пав	116	6,62	122,62	122,62	5	125,25	10,23	-2,1
ЭС- 2	ТДЦ- 125/220, $U_{вн.хх}=242$	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	max	231,9	12,3	249,75	249,75	2	254,1	10,32	-1,7
			min	235,7	12,1	253,26	253,26	2	254,1	10,46	-0,38
			пав	235,7	12,1	253,26	253,26	2	254,1	10,46	-0,38
ЭС- 2	2хТДЦ- 80/220	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	max	231,9	10,59	242,49	242,49	1	248,05	10,26	-2,3
			min	235,7	10,43	246,13	246,13	1	248,05	10,42	-0,7
			пав	235,7	10,43	246,13	246,13	1	248,05	10,42	-0,7

Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов выбор отпаяк рассмотрим на примере ПС №4. ТДТН-25/110: РПН $\pm 9 \times 1,78\%$, $U_{в.ном} = 115 \text{ кВ}$, $U_{с.ном} = 34,5 \text{ кВ}$, $U_{н.ном} = 11 \text{ кВ}$.

1) Потери напряжения в обмотках высшего, среднего и низшего напряжений:

$$\Delta U_{T.ВН.макс} = \frac{30,3 \cdot 1,5 + 20 \cdot 56,9}{2 \cdot 116} = 5,11 \text{ (кВ)},$$

$$\Delta U_{T.СН.макс} = \frac{8,12 \cdot 1,5 + 2,65 \cdot 0}{2 \cdot (116 - 5,11)} = 0,06 \text{ (кВ)},$$

$$\Delta U_{T.НН.макс} = \frac{22 \cdot 1,5 + 12,98 \cdot 35,7}{2 \cdot (116 - 5,11)} = 2,35 \text{ (кВ)}.$$

2) Определяются для всех режимов приведенные напряжения на шинах среднего напряжения – $U'_{СН}$ и напряжения на шинах низшего напряжения – $U'_{НН}$:

$$U'_{НН} = U_{ВН} - \Delta U_{T.ВН} - \Delta U_{T.НН} = 116 - 5,11 - 2,35 = 108,54 \text{ (кВ)},$$

$$U'_{СН} = U_{ВН} - \Delta U_{T.ВН} - \Delta U_{T.СН} = 116 - 5,11 - 0,06 = 110,83 \text{ (кВ)}.$$

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3) Рассчитывают для всех режимов сети значения напряжения отвлечения на обмотке ВН, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах НН.

$$U_{отв.В} = \frac{U'_{НН} \cdot U_{Н.ном}}{U_{н.эс}} = \frac{108,54 \cdot 11}{11} = 108,54 \text{ (кВ)}.$$

4) Выбор отпайки: $U_{отв.В.см} = 115 - 2 \cdot 0,0178 \cdot 115 = 110,9 \text{ (кВ)}.$

5) Рассчитывают действительное напряжение на шинах СН и НН при выбранной отпайке:

$$U_{НН} = \frac{U'_{НН} \cdot U_{Н.ном}}{U_{отв.В.см}} = \frac{108,54 \cdot 11}{110,9} = 10,76 \text{ (кВ)},$$

$$U_{СН} = \frac{U'_{СН} \cdot U_{С.ном}}{U_{отв.В.см}} = \frac{110,83 \cdot 34,5}{110,9} = 34,48 \text{ (кВ)}.$$

6) Находят отклонение напряжения на шинах НН, сравнивают с допустимым.

$$V_{НН} = \frac{U_{НН} - U_{Н.ном}}{U_{Н.ном}} \cdot 100\% = \frac{10,76 - 11}{11} \cdot 100\% = -2,2\%,$$

$$V_{СН} = \frac{U_{СН} - U_{С.ном}}{U_{С.ном}} \cdot 100\% = \frac{34,48 - 34,5}{34,5} \cdot 100\% = -0,06\%.$$

Результаты выбора отпаяк на трехобмоточных трансформаторах подстанции 4 и на автотрансформаторах подстанций 4 и 5 сведены в таблицу 14. На трехобмоточных трансформаторах отпайки выберем со стороны ВН, со стороны СН и НН проверим отклонение напряжения. На автотрансформаторе отпайки выберем со стороны СН.

Для шин 10 кВ принимаем желаемое напряжение 10,5 кВ, считаем, что дальше продолжается сеть к потребителю. Для шин 35 кВ отклонение от желаемого напряжения допускается до 10%, т.к. далее идет протяженная сеть. На автотрансформаторе для стороны СН желаемое напряжение 121 кВ.

Таблица 14 – Выбор отпаяк трансформаторов

№ ПС	4		5
Тип тр-ра	ТДТН-25/110	АТДЦТН-125/220/110	АТДЦТН-125/220/110
Пределы	РПН ± 9х1.78%	РПН ± 6х2%	РПН ± 6х2%

регул-ия										
$U_{ВН.хх}, кВ$	115			230			230			
Режим	max	min	пав	Режим	max	min	пав	max	min	пав
$U_{ВН}, кВ$	116	119	115	$U_{ВН.ж}, кВ$	235	235	235	235	235	235
$\Delta U_{ВН}, кВ$	5,11	4,05	5,15	$U'_{ПР}, кВ$	122	124	124	122	124	124
$\Delta U_{СН}, кВ$	0,06	0,04	0,06							
$\Delta U_{НН}, кВ$	2,35	1,56	2,26	$U^c_{отв}, кВ$	119,41	121,36	124,36	119,41	121,36	124,36
$U'_{СН}, кВ$	110,83	114,9	109,79							
$U'_{НН}, кВ$	108,54	113,39	107,59	№ отпайки	0	0	0	0	0	0
$U_{ОТВ.В}, кВ$	108,54	113,39	107,59							
№ отпайки	-2	-2	-2	$U_{СТ.ОТВ}, кВ$	121	121	121	121	121	121
$U_{ОТВ.В.СТ.}, кВ$	110,9	110,9	110,9							
$U_{НН}, кВ$	10,76	11,24	10,67	$U_{ЭС-2}, кВ$	231,9	235,7	235,7	231,9	235,7	235,7
$\Delta V_{НН}, \%$	2,2	2,3	-2,9							
$U_{СН}, кВ$	34,48	35,75	34,15	-						
$\Delta V_{СН}, \%$	-0,06	3,6	-1	-						

1.4.4. Выводы по разделу один

Из материала, изложенного в разделе можно сделать следующие выводы:

- благодаря постройке дополнительной ЛЭП уменьшились активные потери, но сохранились высокие реактивные потери;
- после установки конденсаторных батарей уменьшились реактивные потери;
- введение традиционных средств не позволило добиться плавного регулирования, быстродействие на низком уровне, велики капитальные затраты.

2 Анализ методов интеллектуального потока распределения

2.1 Автономный инвертор напряжения

«Автономные инверторы (АИ)–это преобразователи постоянного тока в переменный, которые работают на сеть, в которой нет других источников электроэнергии. Коммутации вентилях в них осуществляются благодаря применению полностью управляемых вентилях или устройств искусственной коммутации. При этом частота напряжения на выходе АИ определяется частотой управления, а величина напряжения – параметрами нагрузки и системой регулирования.

Автономный инвертор напряжения (АИН)

На входе АИН действует источник ЭДС, напряжение на выходе вентилях группы прямоугольное, а форма тока определяется характером нагрузки. Напряжение на нагрузке переключается мгновенно, поэтому нагрузка может быть активной или активно-индуктивной. Рассмотрим работу схемы при активно-индуктивной нагрузке. В момент t_1 начинают проводить тиристоры V_1, V_2 . Под действием приложенного напряжения ток нарастает по экспоненте. В момент t_2 тиристоры V_1, V_2 выключаются, но ток через нагрузку идет в том же направлении через диоды VD_3, VD_4 за счет энергии, запасенной в индуктивности, при этом напряжение на нагрузке уже изменило знак, а ток постепенно спадает. В момент t_3 ток равен нулю и включаются тиристоры V_3 и V_4 , полярность напряжения при этом не меняется, а ток меняет направление. Диоды предназначены для возврата реактивной энергии в источник питания.

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

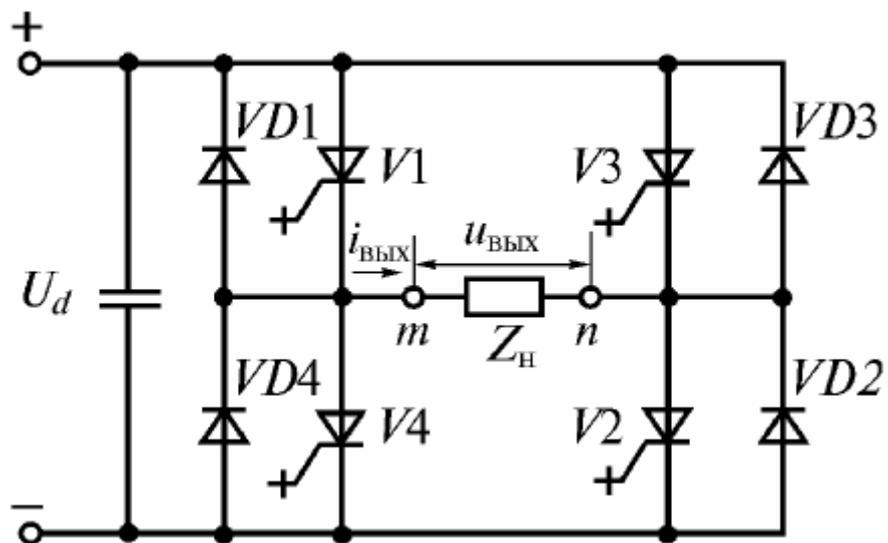


Рисунок 9 – Схема АИНа

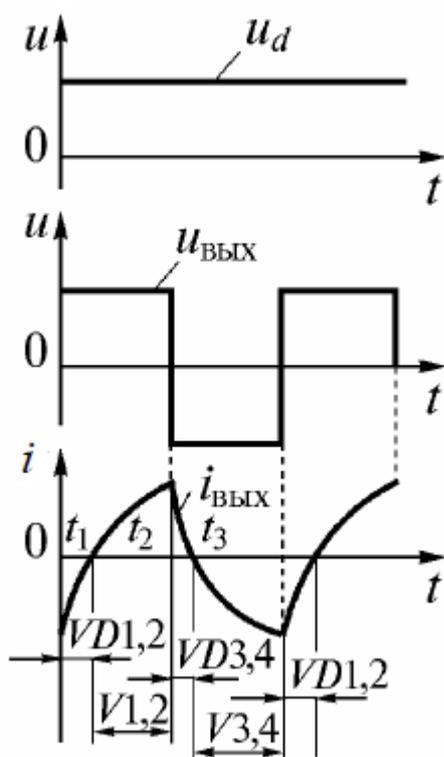


Рисунок 10 – Диаграммы токов и напряжений АИНа

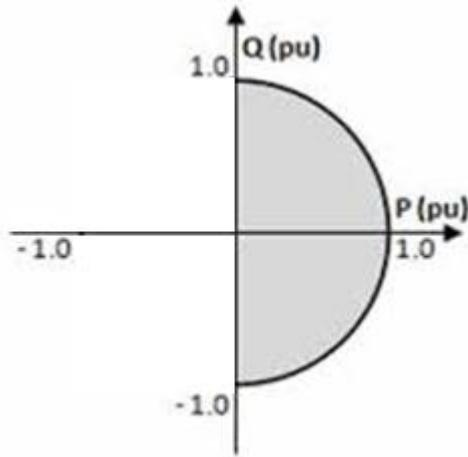


Рисунок 11 – PQ – диаграмма АИНа

Трёхфазный мостовой АИН

Автономный инвертор напряжения преобразовывает постоянное напряжение, подаваемое на его вход, в пропорциональное по величине переменное напряжение. Существует много схем АИН. Однако наибольшее применение в электроприводе переменного тока получила трёхфазная мостовая схема на полностью управляемых вентилях (транзисторах или запираемых тиристорах).

В этой схеме управляемые вентили могут работать с длительностью открытого состояния $\alpha = 120^\circ$ и $\alpha = 180^\circ$. При угле проводимости вентилей $\alpha = 180^\circ$ обеспечивается непрерывная связь фаз нагрузки с источником питания и лучшая форма напряжений на выходе, независимая от параметров нагрузки. Это обусловило более широкое применение такого управления.

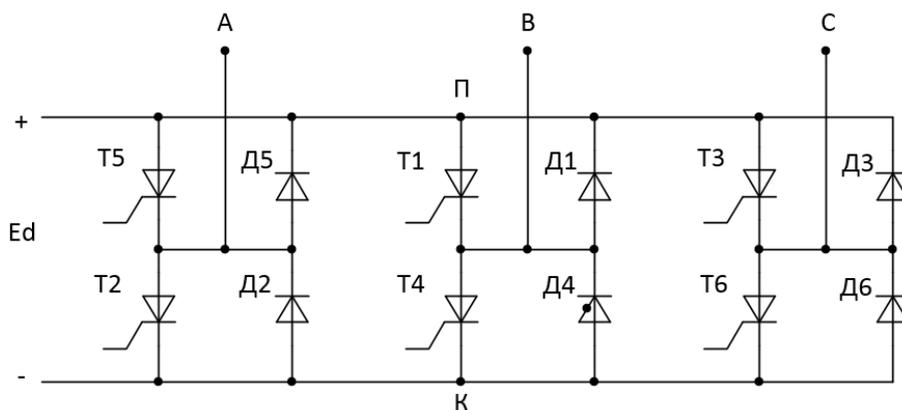


Рисунок 12 – Схема 3-ф АИНа

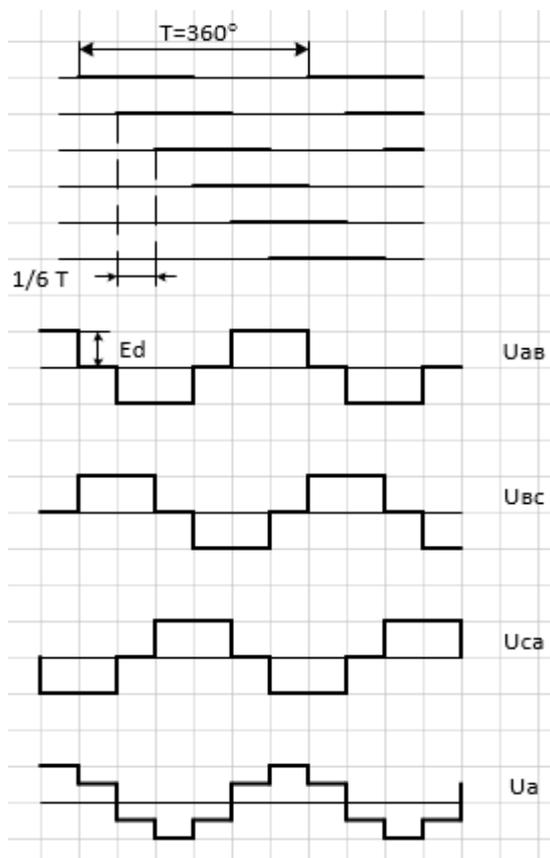


Рисунок 13 – Диаграммы токов и напряжений 3-ф АИНа

2.2 Преобразователь напряжения

Преобразователь трансформирует постоянное напряжение в переменное и наоборот. ПН может работать в любом квадранте (выпрямление, инвертирование).

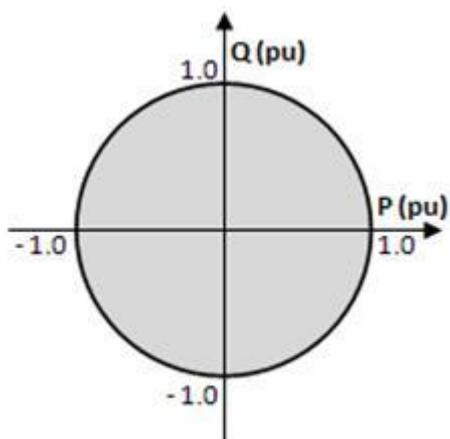


Рисунок 14 – PQ – диаграмма ПНа

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР

Лист

39

Схема ПНа соответствует схеме АИНа. В отличие от АИНа преобразователь напряжения связан с сетью переменного напряжения, в которой есть свои источники.

ПН может работать в режиме СТАТКОМа, может менять фазу напряжения; ПН можно использовать в качестве устройства продольной компенсации.

Одномостовая схема ПН приведена на Рисунке 14. Система управления преобразователя обеспечивает длительность проводящего состояния каждого плеча, равную 180 град. Импульсы управления поступают на запираемые тиристоры VS через 60 град с очередностью 1–2–3–4–5–6.

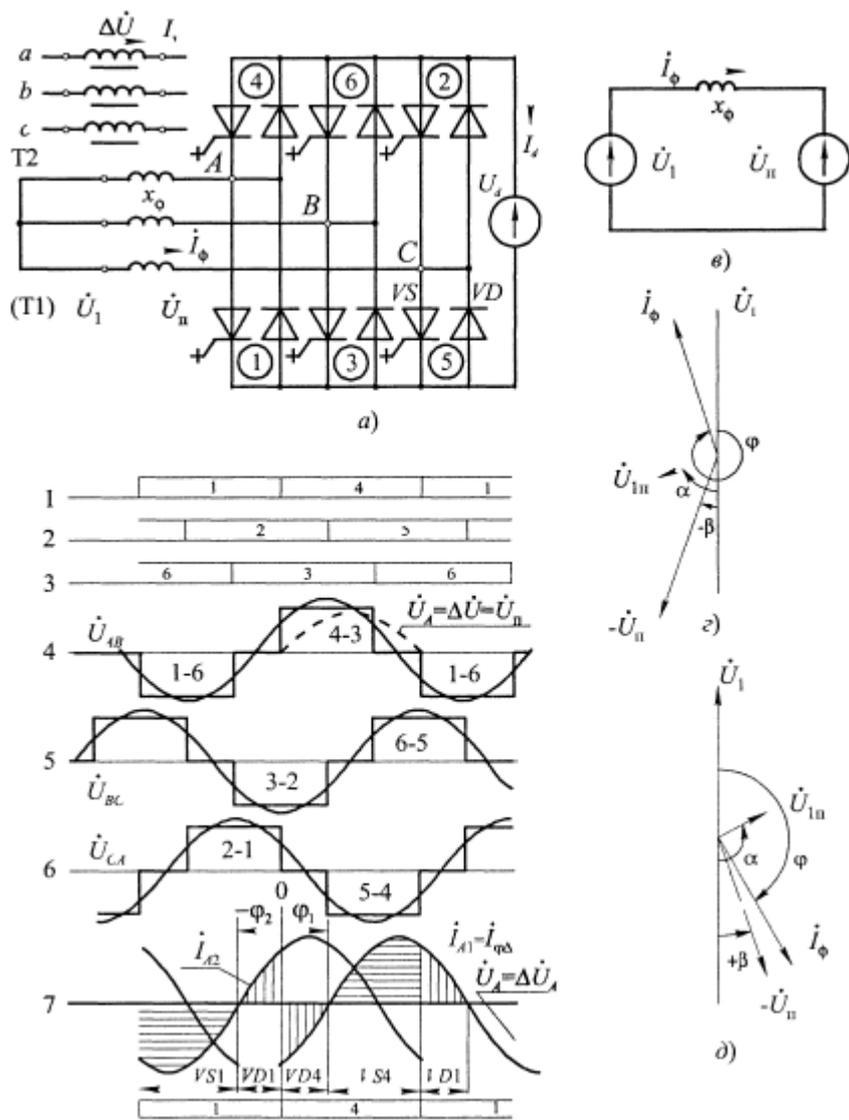


Рисунок 15 – Схема и режимы работы ПН

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

Данный преобразователь используется как основной элемент при построении различных технических средств для управления режимами ЛЭП, называемых гибкими системами передачи переменного тока. Под гибким управлением режимами работы ЛЭП понимают возможность изменения передаваемой по ней активной мощности, а также сопутствующий реактивной мощности за счёт воздействия на значения напряжения, полного сопротивления и угла электропередачи. При этом решается комплекс вопросов, таких как:

- поддержание требуемого уровня напряжения на линии;
- обеспечение повышенных пределов статической и динамической устойчивости и соответственно высокой пропускной способности ЛЭП;
- демпфирование электромеханических и электромагнитных колебаний в передающей системе;
- предупреждение и подавление самовозбуждения и самораскачивания генераторов.

2.3 Элементы управления на базе Преобразователя напряжения

Параллельно подключенный к шинам ПС преобразователь напряжения может выполнять функции компенсатора реактивной мощности, называемого в зарубежной практике Statcom(Статком).

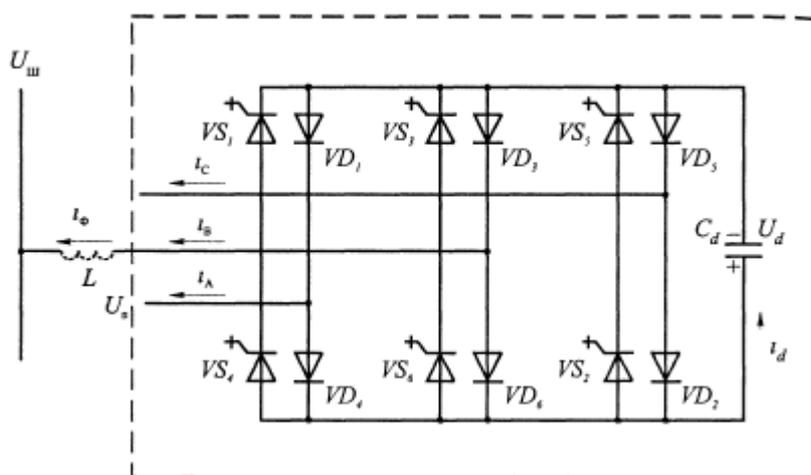


Рисунок 16 – Схема Статкома

Режим работы компенсатора характеризуется углом управления $\beta = 0$. Значение и знак реактивной мощности определяется разностью напряжения сети и преобразователя, которая регулируется изменением напряжения U_d .

Недостатком СТАТКОМов можно назвать его излишнюю дороговизну. С технической точки зрения плюсом можно обозначить изменение напряжения за счёт ШИМа и как следствие отсутствие высших гармоник. Минусом считаем, что установленные мощности конденсаторных батарей и реакторов меньше мощности ПН.

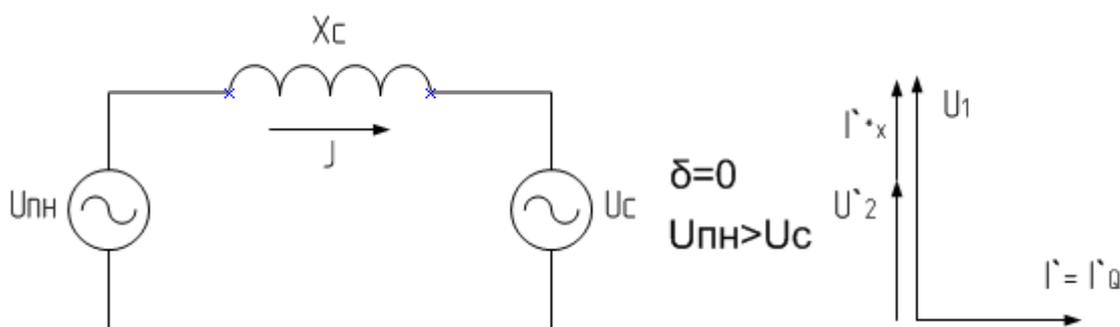


Рисунок 17 – Схема замещения и ВД

2.4 Фазоповоротное устройство

Управление передаваемой по линиям электропередачи мощностью может осуществляться за счет изменения угла сдвига фаз между напряжениями по концам линии. Для этой цели могут использоваться фазоповоротные устройства (ФПУ) – устройства, состоящие из двух трансформаторов, устанавливаемых в начале линии (у источника энергии): регулируемого, который включается параллельно линии, и сериесного, вторичная обмотка которого включается последовательно в линию. При этом за счет схемы соединения обмоток вектор напряжения на сериесной обмотке направлен под углом 90 электрических градусов к фазному напряжению сети. Изменяя напряжение на сериесной обмотке с помощью регулируемого трансформатора можно осуществлять поворот вектора суммарного напряжения в начале сети, и, следовательно, управлять углом между напряжениями в начале и конце линии, изменяя поток мощности, передаваемой

по ней. В простом случае ФПУ реализуется на основе использования трансформатора с РПН. Однако, при необходимости обеспечения быстродействия регулирование напряжения может быть реализовано с помощью тиристорного коммутатора.

Другой возможностью реализации ФПУ является использование так называемого объединенного регулятора потока мощности (ОРПМ), образуемого каскадным включением двух преобразователей напряжения, один из которых включается параллельно линии, а другой последовательно. Поскольку преобразователь напряжения обеспечивает возможность произвольного формирования величины и угла напряжения, в такой схеме реализуется возможность более гибкого регулирования потока мощности по линии.

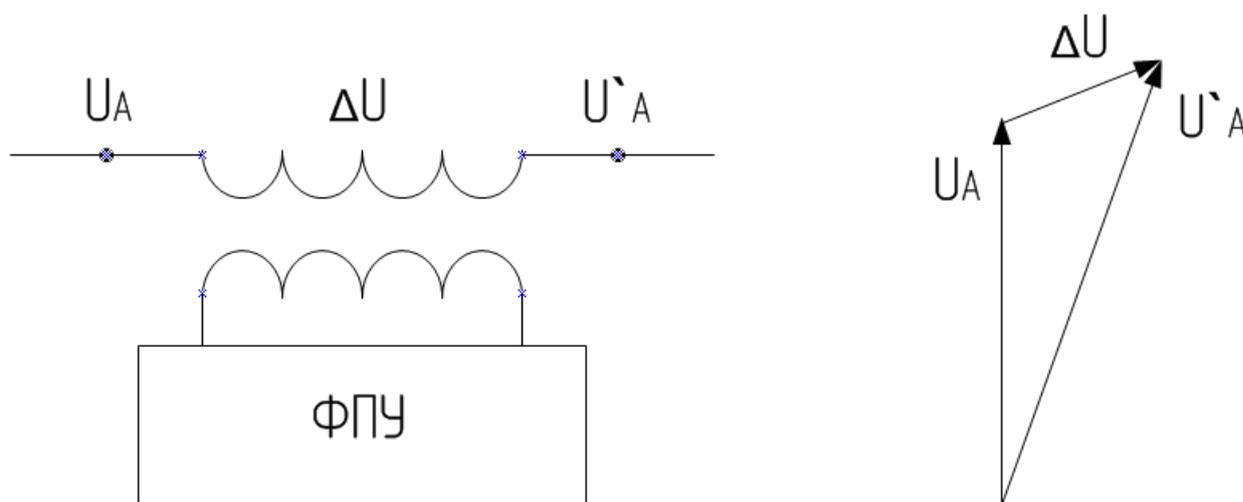
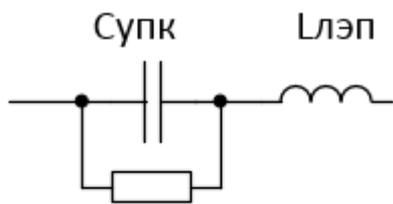


Рисунок 18 – Схема замещения и ВД

2.4 Устройство продольной компенсации

Непрерывное регулирование осуществляется включением последовательно в расщелку линий конденсаторных батарей. В воздушных линиях высокого и сверхвысокого напряжения, а также в трансформаторах индуктивное сопротивление значительно больше активного и, изменяя его величину при включении конденсаторов, можно улучшить режим напряжения у потребителя. Батарея конденсаторов с устройством переключения называется устройством

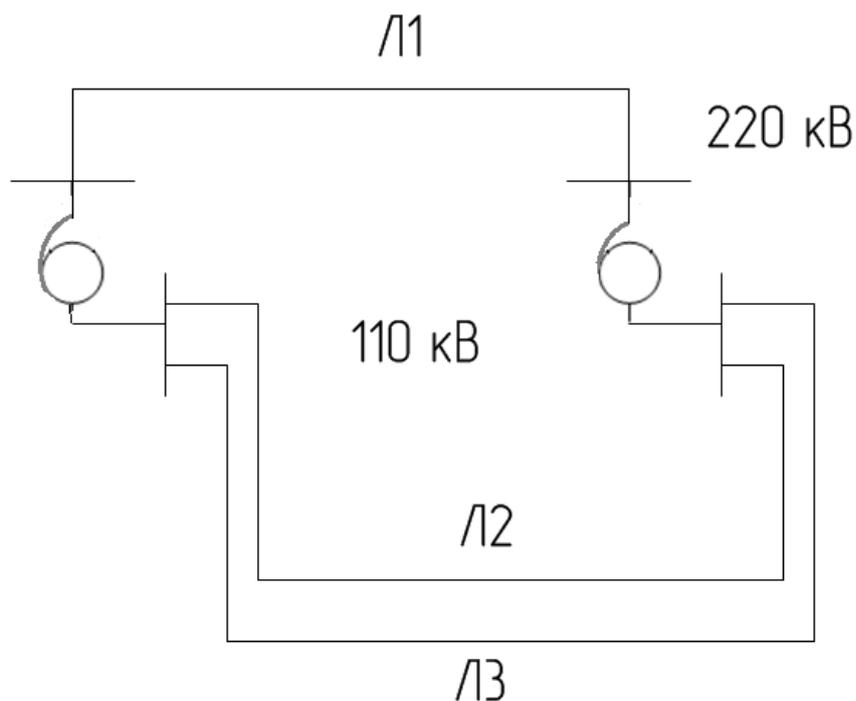
продольной компенсации (УПК). Изменяя сопротивление конденсаторной батареи, можно регулировать потерю напряжения в линии, вплоть до отрицательной величины при этом напряжение в начале линии будет меньше, чем в конце.



$$X_{\text{экв}} = j\omega L - 1/j\omega C$$

Рисунок 18 – Схема УПК

Также УПК обеспечивает экономичное распределение поток мощности в замкнутых сетях, увеличивает пропускную способность линий передач. В качестве показательного примера можно привести следующий. В исходной схеме Л2 была отключена вследствие аварии и выведена в ремонт, а Л3 не выдерживала существующую нагрузку. Проблема была решена включение УПК в Л1 сети 220кВ.



переменный ток в постоянный на отправном конце и постоянный в переменный – на приемном. Устройство, преобразующее переменный ток в постоянный, называется выпрямителем, преобразующее постоянный ток в переменный – инвертором. По линии электропередачи передается постоянный ток.

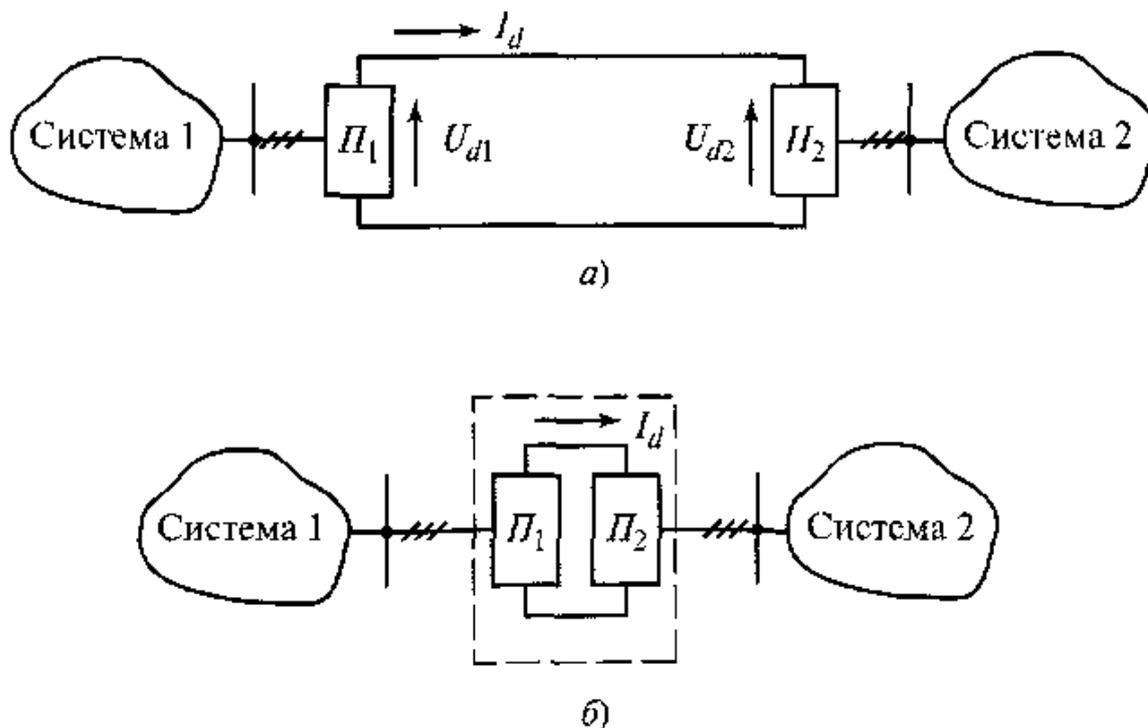


Рисунок 20 – а) ППТ , б) ВПТ

2.5 Выводы по разделу два

Из материала, изложенного в разделе можно сделать следующие выводы:

- в АИН коммутация осуществляется за счет внутренних средств;
- ПН может работать в любом из 4 квадрантов RQ-диаграммы;
- применение ППТ целесообразно для протяженных линий электропередачи.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР

Лист

46

3 Управление режимом элементами силовой электроники

3.1 Применение СТАТКОМа

Компенсирование реактивной мощности в системе будем производить преобразователем напряжения в режиме СТАТКОМа. Схема преобразователя представлена на Рисунке.

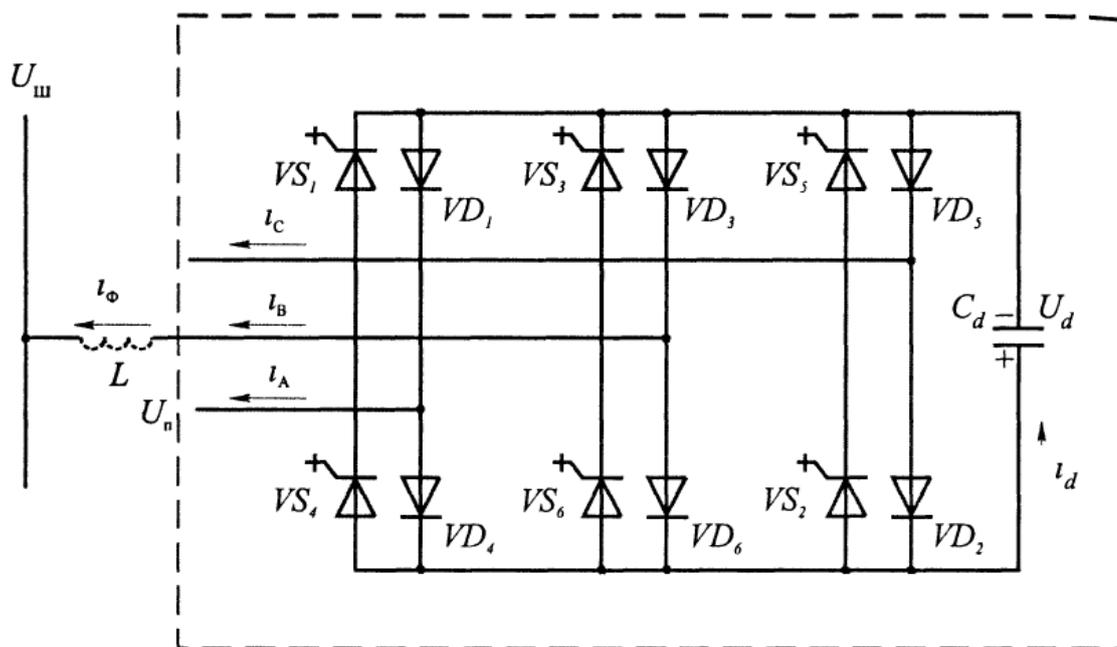


Рисунок 21 – Схема СТАТКОМа

Т.к. нам необходимо компенсировать большую реактивную мощность нам необходимо уменьшить напряжение на преобразователи, чтобы оно стало меньше напряжения в системе ($U_{пн} < U_c$). Тогда Q начнёт генерироваться в сеть.

Объем выдачи реактивной мощности определяется индуктивной нагрузкой в узле. Объем потребления определяется объемом выдачи Q .

Планируется установка СТАТКОМ в узлы 2 и 4 мощность ± 90 МВАр и ± 25 МВАр соответственно.

Характеристика выдачи и потребления реактивной мощности Q от α

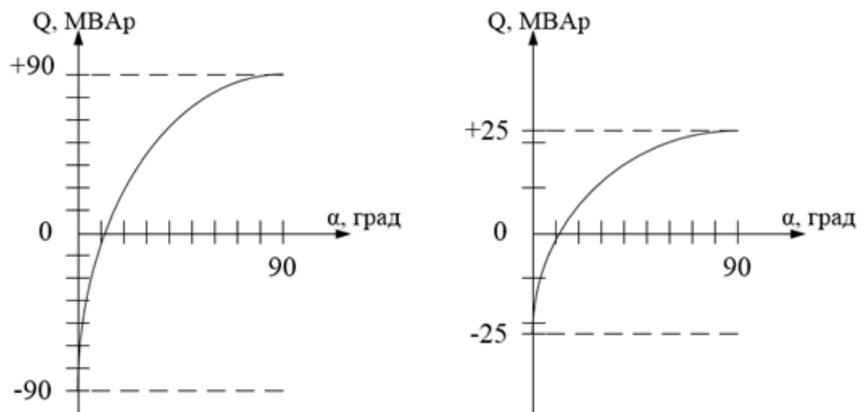


Рисунок 22 – Характеристика выдачи и потребления реактивной мощности

Q от α

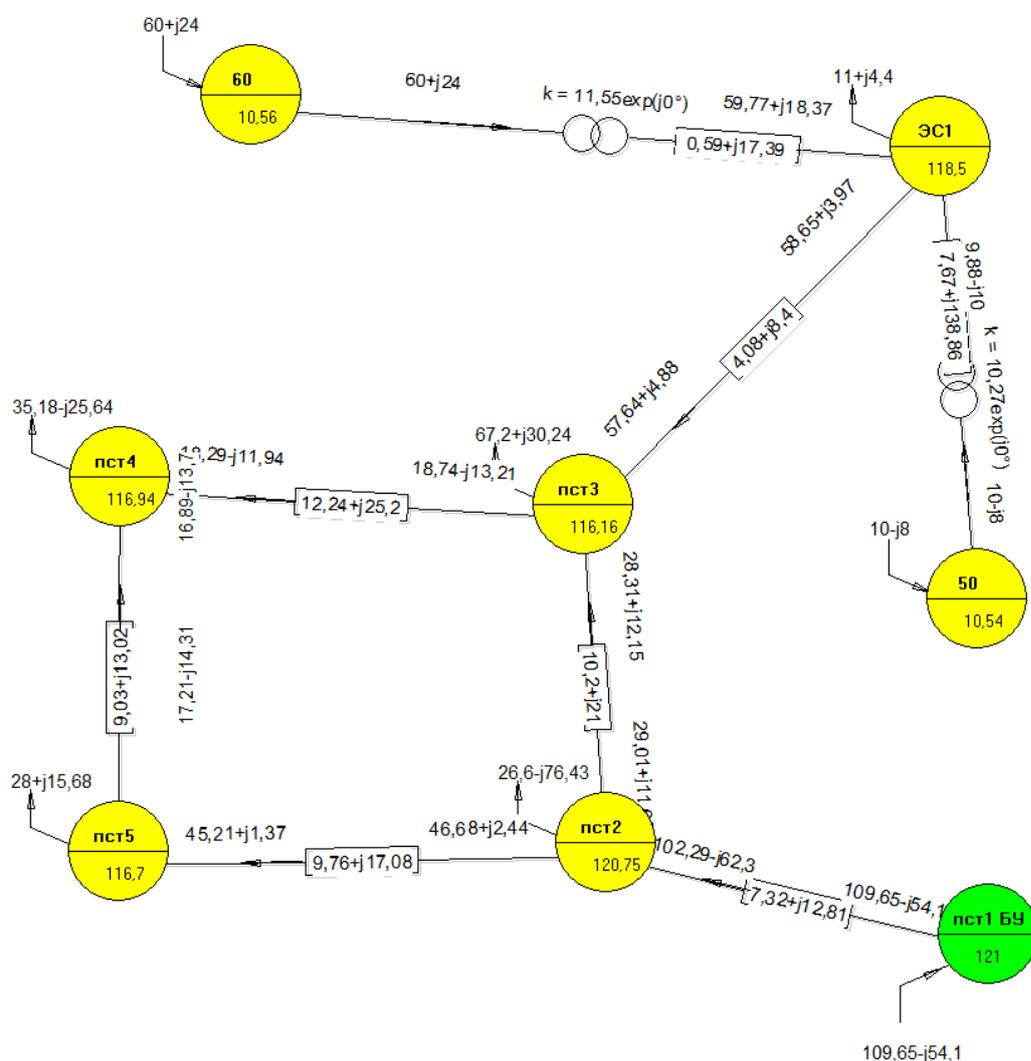


Рисунок 23 – Карта режима после установки СТАТКОМа

Суммарные потери активной мощности (P): 12,668 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 17,653 МВАр

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Таблица 13 – Режимные параметры ветвей

Линия	УН	УК	Марка	P, МВт	I, А	Идоп, А	$j, \text{А/мм}^2$
1	пст1 БУ	пст2	2хАС-120/19	54,82	598,26	390	2,411
2	пст2	пст3	АС-150/24	29,01	151,36	450	1,009
3	пст3	пст4	АС-150/24	18,74	110,93	450	0,74
4	пст5	пст4	АС-95/16	17,21	109,06	330	1,148
5	пст2	пст5	АС-120/19	46,68	223,71	390	1,864
6	ЭС1	пст3	2хАС-150/24	29,32	143,49	450	0,957

Таблица 14 – Режимные параметры узлов

Номер	Название	Тип	Uном, кВ	P, МВт	Q, МВАр	U, кВ	delta, °
0	Пст1 БУ	Базисный	110	-109,65	54,1	121	0
1	Пст2	Обычный	110	26,6	-76,43	120,75	-7,01
2	Пст3	Обычный	110	67,2	30,24	116,16	-8,97
3	Пст4	Обычный	110	35,18	-25,64	116,94	-11,59
4	Пст5	Обычный	110	28	15,68	116,7	-10,13
5	60	Обычный	110	-60	-24	10,56	-2,93
6	50	Обычный	110	-10	8	10,54	-0,52
7	ЭС	Обычный	110	11	4,4	118,5	-7,01

Не смотря на увеличение потерь по сравнению с постройкой линии (как самым экономным по потерям вариантом) использование СТАТКОМа намного более положительно сказывается на режиме сети и позволяет ей быть много более гибкой.

3.2. Применение объединенного регулятора потоков мощности

Преобразователь ПН1 может самостоятельно генерировать или потреблять реактивную мощность, работая в режиме СТАТКОМа [82, 101]. При угле управления добавочного напряжения, равном $\rho = (\pm 90^\circ + \delta/2)$, комбинированное устройство будет работать в режиме продольной компенсации. В этом случае вектор добавочного напряжения отстает по фазе от линейного тока. Если фазовращение добавочного напряжения определяется полным диапазоном значений ($\rho = 0 \div 2\pi$), то комбинированный регулятор способен осуществить векторное управление режимом работы электропередачи, воздействуя на все три параметра, которые характеризуют передачу мощности по линии. Таким образом, ОРПМ объединяет всю совокупность преимуществ существующих устройств ГЭП и даже их превосходит по некоторым характеристикам. Он может управлять потоками активной и реактивной мощности в обоих направлениях, обеспечивая при этом широкий диапазон регулирования ими

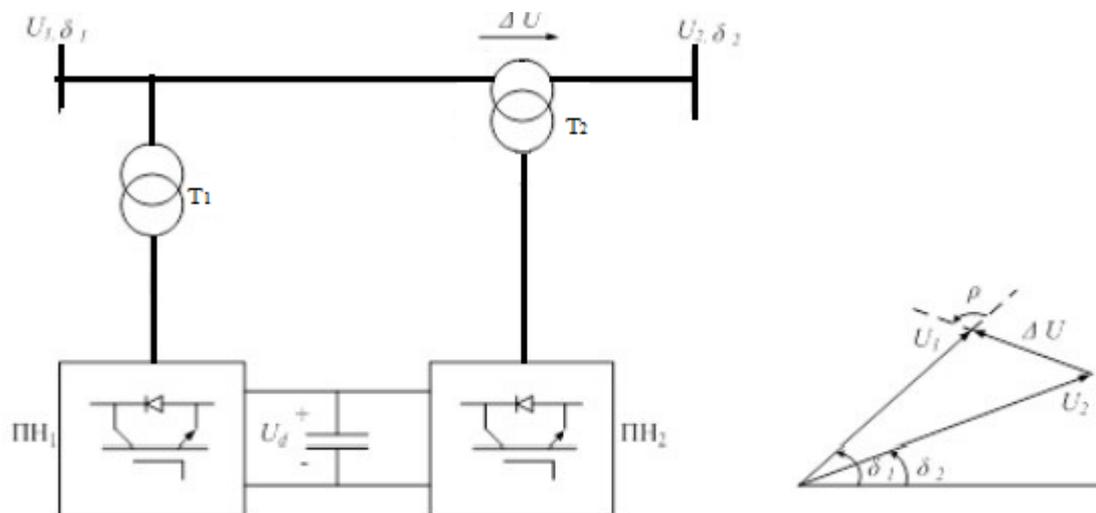


Рис. 23. ОРПМ: а) схема устройства; б) векторная диаграмма линии с ОРПМ.

Однако, данному устройству присущи и недостатки: высокая удельная стоимость, которая составляет около $120 \div 150$ \$/кВА, и трудности, связанные с задачей согласования совместной работы двух преобразователей напряжения путем правильного выбора их параметров регулирования. Суммарные

коммутационные потери активной мощности в преобразователях напряжения ОРПМ составляют 2% от передаваемой мощности через регулятор. Они в два раза превышают потери в СТАТКОМе и ССПК. На сегодняшний день в мире установлены только три ОРПМ: два в США и одно устройство на подстанции Кангжин в Южной Корее.

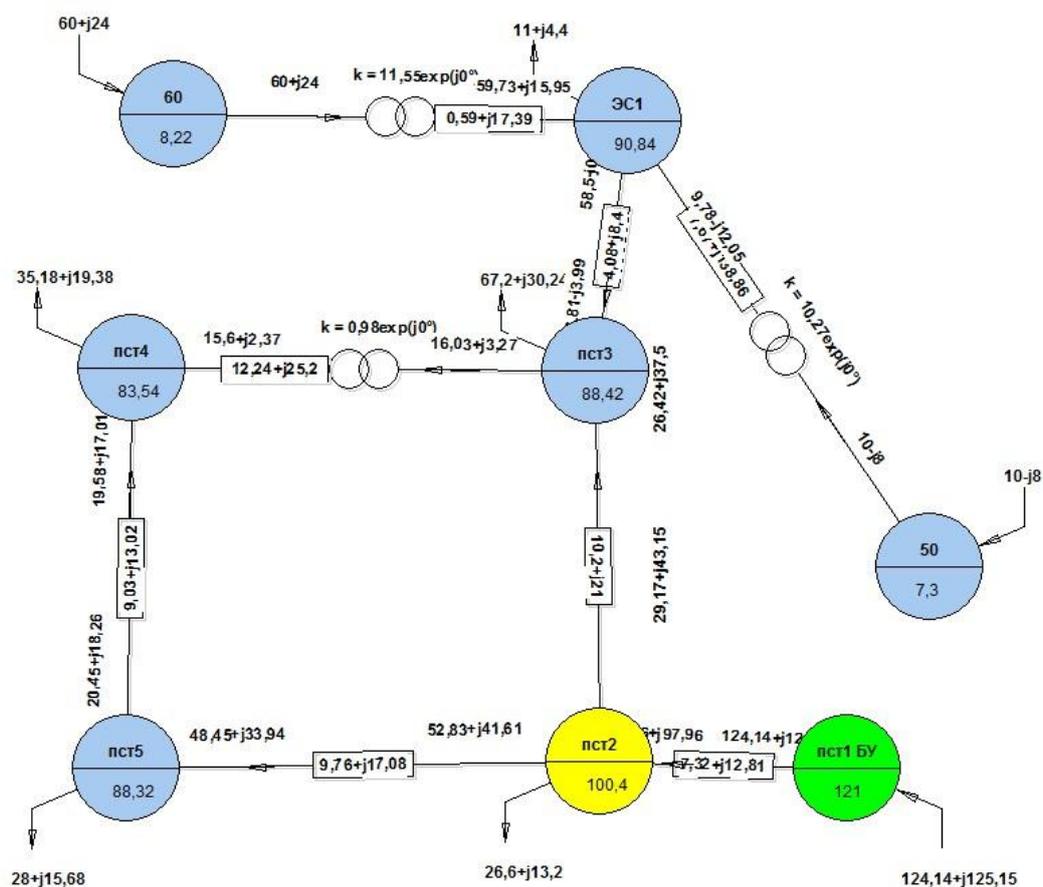


Рисунок 24 – карта режима изменение напряжения между п/ст 3 и п/ст 4

Суммарные потери активной мощности (P): 26,156 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 58,248 МВАр

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР

Лист

51

Таблица 15 – Режимные параметры ветвей

Линия	УН	УК	Марка	P, МВт	I, А	Iдоп, А	j , А/мм ²
1	пст1 БУ	пст2	2хАС- 120/19	124,14	841,08	2х390	2,411
2	пст2	пст3	АС- 150/24	29,17	299,55	450	1,009
4	пст5	пст4	АС- 95/16	20,45	29,17	330	1,148
5	пст2	пст5	АС- 120/19	52,83	386,73	390	1,864
6	ЭС1	пст3	2хАС- 150/24	58,5	371,86	450	0,957

Полученные данные регулирования с помощью ОРПН сведем в таблицу 16.

Таблица 16 – Исследования параметров режима сети при ее регулировании ОРПМ.

Кт	P+Qj	U3	U4	Потери	Ктб	Syp
1	16.36+3.64	84.24	87.82	26.181+58.603	1	0+0j
0.9	12.49-2.77	80.18	90.37	27.072+58.826	1	0.891+0.223j
0.95	14.44+0.44	82.39	89.24	26.307+58.087	1	0.126-0.516j
0.98	15.6+2.37	83.54	88.42	26.156+58.248	1	-0.025-0.355j
1.05	18.21+6.71	85.74	86.11	26.663+60.351	1	0.482+1.748
1.1	19.92+9.56	86.84	84.12	27.768+63.364	1	1.587+4.761
1.15	21.46+12.07	87.53	81.83	29.515+67.75	1	3.334+9.147

Вывод по таблице 16: Установка между подстанциями не целесообразна, эффект не значительный.

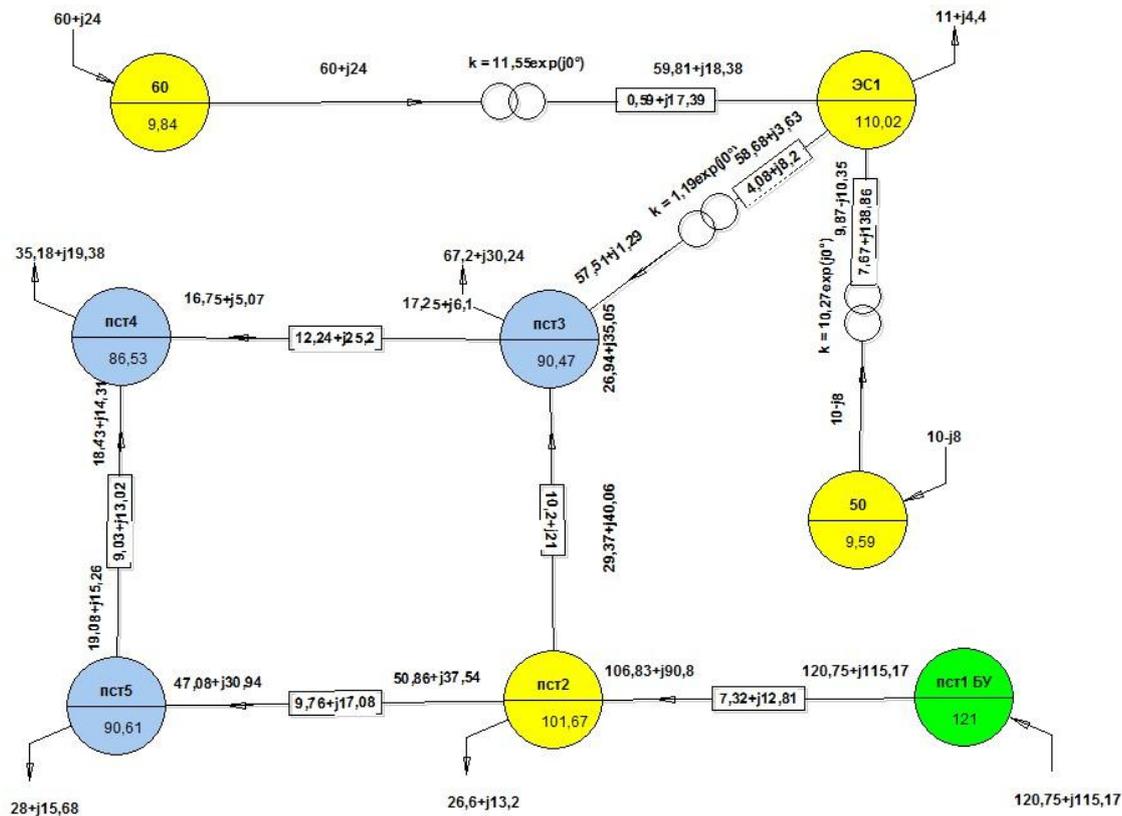


Рисунок 25 – Карта режима установка ОРПН ЭС-1 и п/ст 3

Суммарные потери активной мощности (P): 22,772 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 48.267 МВАр

Таблица 17 – Режимные параметры ветвей

Линия	УН	УК	Марка	P, МВт	I, А	Идоп, А	j, А/мм ²
1	пст1 БУ	пст2	2хАС-120/19	120,75	796,2	2х390	2,411
2	пст2	пст3	АС-150/24	29,37	282,1	450	1,009
4	пст5	пст4	АС-95/16	19,08	155,69	330	1,148
5	пст2	пст5	АС-120/19	50,86	358,97	390	1,864
6	пст3	пст4	АС-150/24	17,25	116,78	450	0,74

Установим регулятор потоков мощности между ЭС-1 и п/ст3

ОРПМ. Полученные данные сведем в таблицу 18.

Таблица 18 – Исследование параметров режима сети при установке ОРПМ в сеть ЭС-1 и п/ст3

Кт	P+Qj	п/ст3	ЭС-1	Потери	Ктб	Syp
1	56.78+4,12j	87,87	90,29	26,125+58,399j	1	0+0j
0.9	56.01-10.5j	84.49	79.01	30.655+71.555j	1	4.53+13.156
0.95	56.45-6.67j	86.51	84.53	27.919+63.672j	1	1.794+5.273
1.05	57.03-2.23j	88.8	95.68	24.507+54.764j	1	-1.618-3.635
1.1	57,23-0,75j	89,51	100,89	23,988+51,989j	1	-2.137-6.41
1.15	57,4+0,46j	90,09	105,99	23,259+49,764j	1	-2.866-8.635
1,19	57,51+1,29j	90.47	110.02	22.772+48.267	1	-3.353-10.132

Вывод: Токи в системе снизились по сравнению с прошлым вариантом, но линии БУ – п/ст 2 по-прежнему перегружена по току почти в два раза.

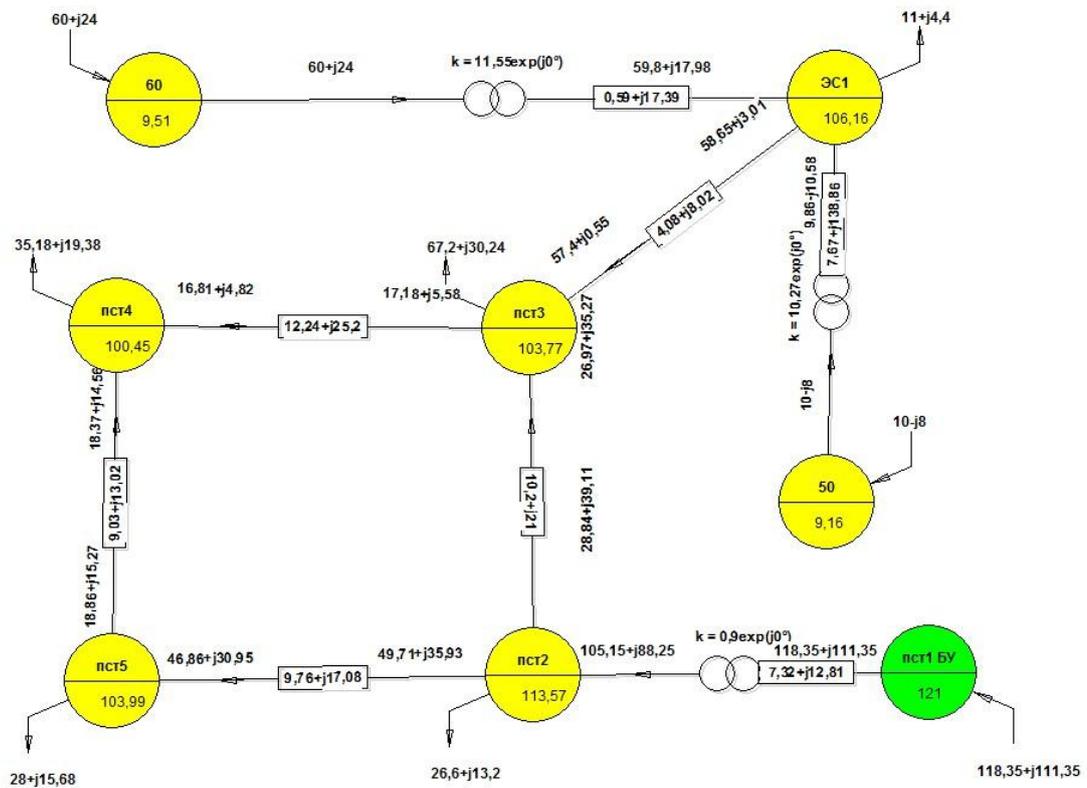


Рисунок – 26 Карта режима установка ОРПМ БУ и п/ст2

Суммарные потери активной мощности (P): 20,375 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 44.451 МВАр

Установим регулятор потоков мощности между БУ1 и п/ст2

Таблица 19 – Режимные параметры ветвей

Линия	УН	УК	Марка	P, МВт	I, А	Iдоп, А	j, А/мм ²
1	ЭС-1	Пст3	2хАС-120/19	58.65	319.41	2х390	2,411
2	пст2	пст3	АС-150/24	28.84	247.06	450	1,009
4	пст5	пст4	АС-95/16	18.86	134.74	330	1,148
5	пст2	пст5	АС-120/19	49.71	311.81	390	1,864
6	пст3	пст4	АС-150/24	17.18	100.5	450	0,74

ОРПМ. Полученные данные сведем в таблицу 20.

Таблица 20 – Исследование параметров режима сети при установке ОРПН в сеть БУ1 и п/ст2

Кт	P+Qj	п/ст2	БУ	Потери	Ктб	Syp
1	108,53+97,96	100.4	121	26.75+58,271	1	0+0j
0.9	105,15+88,25	113,57	121	20,375+44,451	1	-6.375-13.82j
0.95	106,59+92,37	106,8	121	22,756+50,225	1	-3.994-8.046j
1.05	111,88+107,83	93,79	121	32,12+72,82	1	5.37+14.549

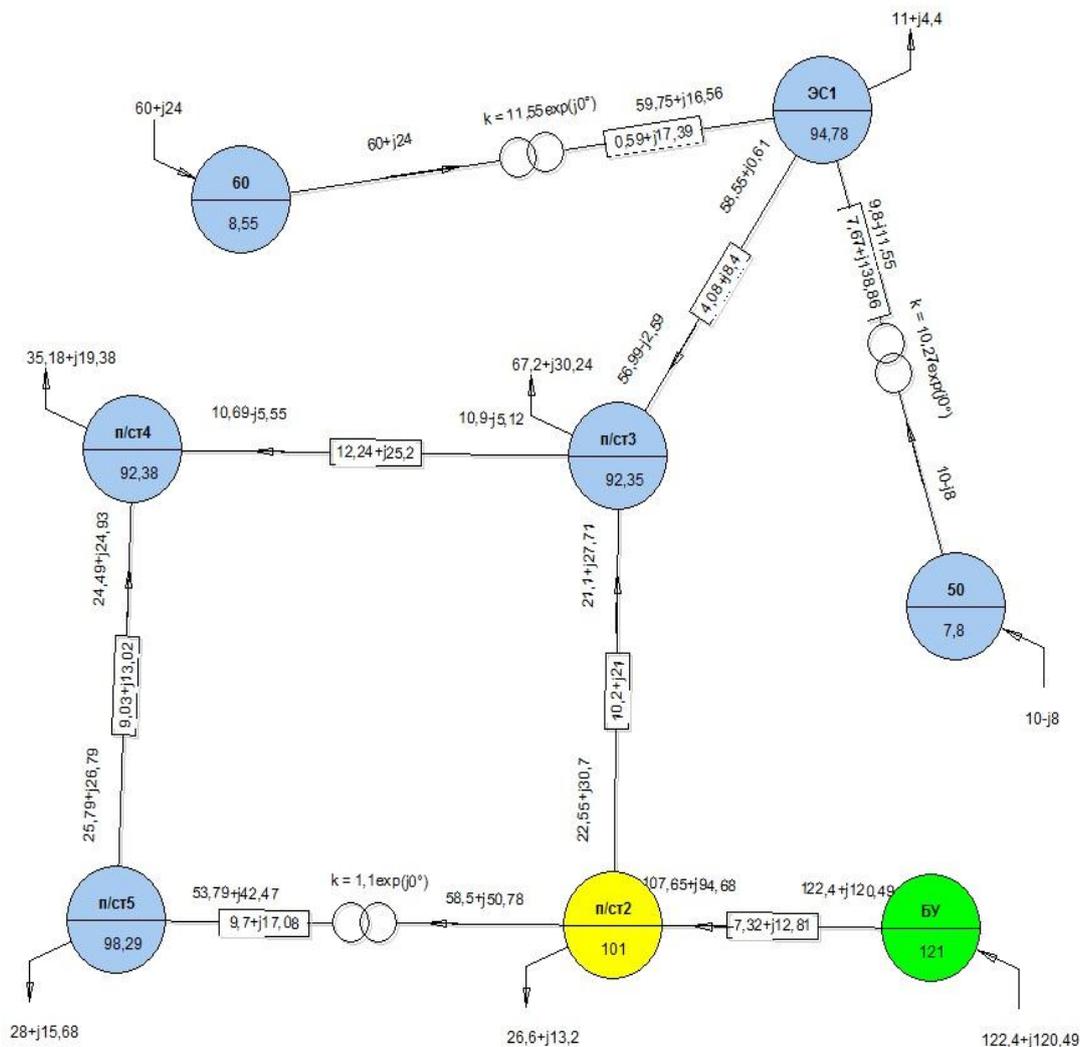


Рисунок 27 – Режимные параметры ветвей при одновременном включении СТАТКОМа и ОРПМ

Суммарные потери активной мощности (P): 24.459 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 53.606 МВАр

Таблица 21 – Режимные параметры ветвей

Линия	УН	УК	Марка	P, МВт	I, А	Идоп, А	j, А/мм ²
1	пст1 БУ	пст2	2хАС-120/19	122.4	819.1	2х390	2,411
2	пст2	пст3	АС-150/24	22.55	217.75	450	1,009
4	пст5	пст4	АС-95/16	25.79	218.42	330	1,148
5	пст2	пст3	АС-120/19	22.55	217.75	390	1,864

6	пст3	пст4	АС- 150/24	10.9	75.25	450	0,74
---	------	------	---------------	------	-------	-----	------

Установим регулятор потоков мощности между ЭС-1 и п/ст3

ОРПМ. Полученные данные сведем в таблицу 22.

Таблица 22 – Исследование параметров режима сети при установке ОРПМ в сеть ЭС-1 и п/ст3

Кт	P+Qj	п/ст5	п/ст2	Потери	Ктб	Syp
1	47.59+32.53j	88.7	100.36	26.181+58.602j	1	0+0j
0.9	42.73+25.34	77.47	98.51	32.104+72.543	1	9.921+13.941
0.95	44.94+28.5	83.39	99.65	28.393+68.353	1	2.212+9,751
1.05	50.55+37.2	93.63	100.78	24.978+55.321	1	-1.203-3.281
1.1	53.79+42.43	98.26	100.99	24.459+53.606	1	-1,722-4,996
1.15	57.25+48.11	102.63	101.03	24.632+53.208	1	-1,549-5,394

Вывод: наибольший эффект при регулировании режима достигается, если регулятор установлен непосредственно у источника питания системы.

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

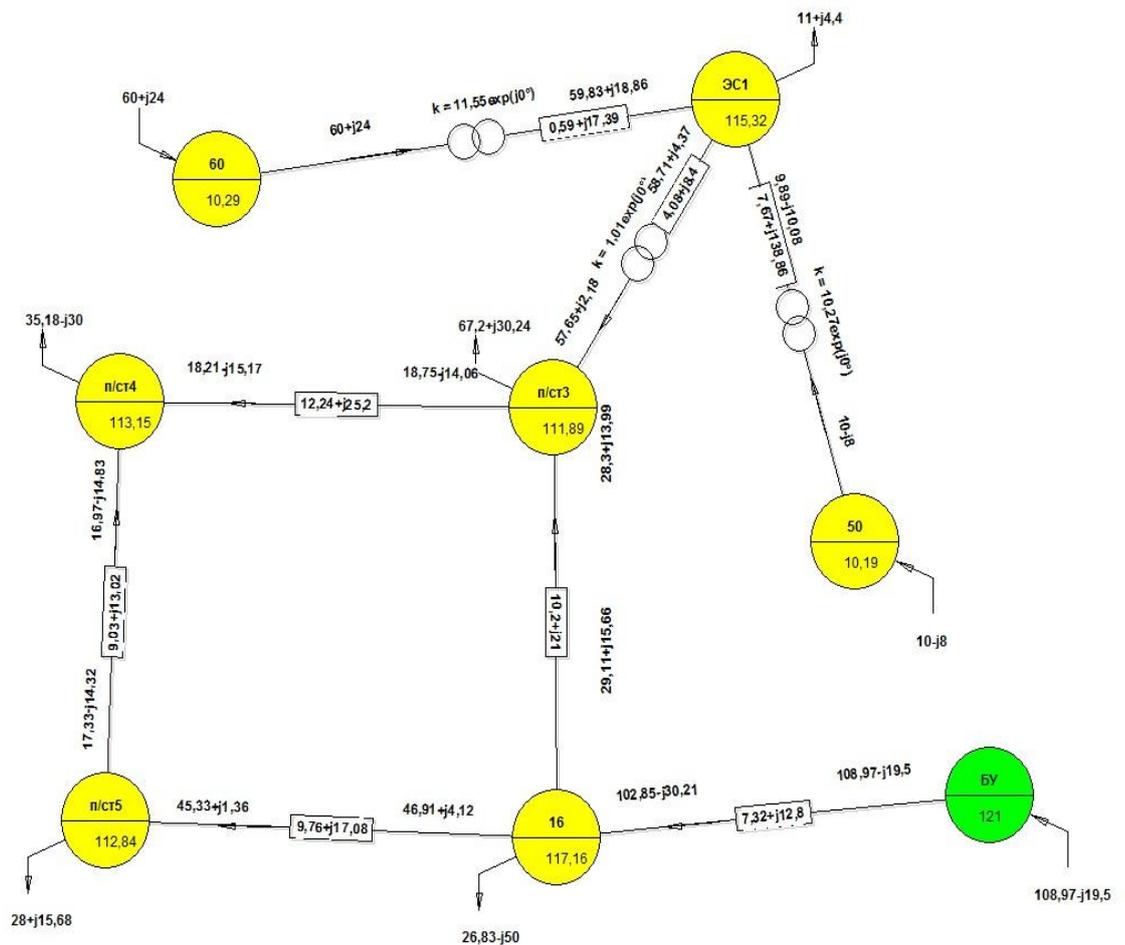


Рисунок 28 – Режимные параметры сети с одновременным включением ОРПН и СТАТКОМ

Суммарные потери активной мощности (P): 10.704 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 26.182 МВАр

Таблица 23 – Режимные параметры ветвей

Линия	УН	УК	Марка	P, МВт	I, А	I _{доп} , А	j', А/мм ²
1	пст1 БУ	пст2	2хАС-120/19	108	583	2х390	2,411
2	пст2	пст3	АС-150/24	29.11	162	450	1,009
4	пст5	пст4	АС-95/16	17.3	115.3	330	1,148
5	пст2	пст5	АС-120/19	46.3	232.8	390	1,864
6	пст3	пст4	АС-150/24	18.7	120.5	450	0,74

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

П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР

Лист

58

Выводы по разделу четыре

- Самым эффективным способом регулирования режимов электрической сети является объединенный регулятор потоков мощности, он в себе объединяет все выше перечисленные способы воздействия на сеть, но этот метод ограничен в диапазоне регулирования.

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЕТИ

Для существующего варианта сети определим технико-экономические показатели. Рассмотрим два варианта: строительство новой ЛЭП и установку СТАТКОМа на две подстанции. В условиях рыночной экономики при выборе вариантов рекомендуется использовать следующие характеристики:

- чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- индекс доходности (ИД);
- внутренняя норма доходности;
- срок окупаемости.

Сопоставляемые варианты являются взаимозаменяемыми и обеспечивают одинаково полезный отпуск электроэнергии при заданном режиме работы потребителей. Сравнение вариантов проведем для режима максимальных нагрузок.

1. Определим капитальные вложения без учета элементов, одинаковых для обоих вариантов.

Поправочные коэффициенты к стоимости сооружений воздушных линий:

- укрупненный показатель для Урала – $k_{укр} = 1,2$;
- зональный коэффициент – $k_{зон} = 1,1$;
- пересчет к ценам 2015 года – $k_{пер} = 36$.

Капитальные вложения:

$$k = k_o \cdot l \cdot k_{пер} \cdot k_{зон}, \quad (20)$$

где k_o - первоначальная стоимость демонтируемого оборудования, принимается по действующим ценам ;

l - длина линии.

Схема 1:

$$k_{л2} = k_o \cdot l \cdot k_{пер} \cdot k_{зон} = 42 \cdot 50 \cdot 36 \cdot 1,1 = 83160 \text{ (тыс. руб.)}$$

2. Найдем ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание оборудования.

В процентах от капитальных затрат:

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

$$K_{\text{ЛЭП}} = 2,8\%.$$

Строительство ЛЭП:

$$I_{\text{ЛЭП}} = \frac{2,8\%}{100} \cdot 239500,8 = 6706,03 \text{ (тыс.руб.)}.$$

Стоимость установки СТАТКОМа на п/ст 4 и 2.

$$I_{\text{ст}} = 6.7 \cdot 2 \cdot 50 \cdot 1000 = 670 \text{ (тыс.рублей)}$$

Из расчета видер, что установка СТАТКОМа гораздо выгоднее, чем строительство новой ЛЭП.

5 ЗАЩИТА СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ПОДСТАНЦИИ 7

На подстанции №6 установлены 2 двухобмоточных трансформатора ТРДН-25/110. Тип схемы РУ 110 кВ – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (5Н). Тип схемы РУ 10 кВ – схема с одной секционированной системой шин.

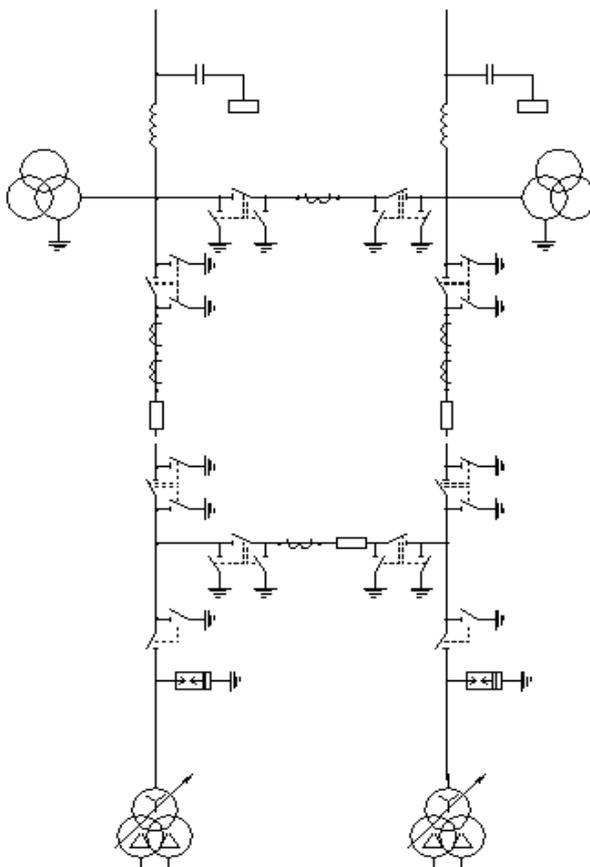


Рисунок 29 – Схема подстанции 7

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

5.1 Требования к релейной защите трансформаторов

Согласно [5, п.3.2.51], для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

1. многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
2. однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
3. витковых замыканий в обмотках;
4. токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
5. токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
6. понижения уровня масла.

В соответствии с [6, п.9.7.1] на трансформаторе предусмотрены следующие защиты:

1. один комплект дифференциальной токовой защиты;
2. газовая защита;
3. защита устройства РПН с использованием струйных реле;
4. резервные защиты на сторонах высшего и низшего напряжения;
5. защита от перегрузки.

Газовые (струйные) [6, п.9.7.2] реле должны действовать через терминал дифференциальной защиты и через терминал резервной защиты стороны ВН (необходимо оснащение трансформатора реле с двумя отключающими контактами).

Резервная защита [6, п.9.7.3] на стороне ВН трансформатора должна выполняться в виде ступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ с пуском по напряжению.

5.2 Выбор терминала защиты силового трансформатора

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

В разделе “РЗА подстанционного оборудования 35-110 кВ” сайта российского производителя релейной защиты и автоматики НПП “Экра” можно обнаружить несколько вариантов шкафов защит. Учитывая, необходимый набор функций, необходимых для выполнения, тип трансформатора и исходную схему электрических соединений на ВН, в качестве защиты на трансформаторе выгоднее всего будет выбрать шкаф типа ШЭ2607 048. В дополнение к нему необходимо также добавить шкаф управления РПН ШЭ2607 156.

Шкаф ШЭ2607 048 реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит:

- дифференциальную токовую защиту трансформатора (ДЗТ),
- токовую защиту нулевой последовательности стороны ВН (ТЗНП ВН),
- максимальную токовую защиту стороны низкого напряжения первой секции с пуском по напряжению (МТЗ НН₁),
- защиту от перегрузки (ЗП),
- блокировку РПН со стороны НН₁,
- УРОВ выключателя ВН.

5.3 Расчет и выбор параметров срабатывания ДЗТ

Ток начала торможения ДЗТ

Согласно методическим указаниям расчета уставок защит трансформаторов принимаем ток начала торможения равным $I_{Т.0} = 1,0$.

Относительный начальный ток срабатывания ДТЗ

Относительный начальный ток срабатывания ДТЗ определяется в соответствии с выражением:

$$I_{Д.0} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч*} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч*} (K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{Т.0,РАСЧ} \quad (23)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного органа терминала, ошибки расчета и необходимый запас. Может быть принят равным из диапазона от 1,1 до 1,3, для расчета возьмем $K_{отс} = 1,1$;

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

$I_{\text{нб.расч}}$ – относительный ток небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора;

$K_{\text{ПЕР}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, в соответствии с следует принимать: $K_{\text{ПЕР}} = 2$ – при использовании на разных сторонах защищаемого трансформатора разнотипных трансформаторов тока;

$K_{\text{ОДН}}$ – коэффициент однотипности трансформатора тока всегда следует принимать равным 1;

ε – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, соответствующем установившемуся КЗ. В соответствии с полная погрешность для ТТ 10Р составляет 0,1;

$\Delta U_{\text{РПН}}$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной большему значению диапазона регулирования $\Delta U_{\text{РПН}} = \max(\Delta U_{\text{РПН,МАХ}}; \Delta U_{\text{РПН,МИН}})$ для выбранного силового трансформатора равна 0,08;

$\Delta f_{\text{ВЫР}}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч. Данная погрешность определяется погрешностями входных ТТ и аналого-цифровыми преобразователями терминала. Может быть принята равной $\Delta f_{\text{ВЫР}} = 0,02$;

$\Delta f_{\text{ПТТ}}$ – относительная погрешность выравнивания внешнего трансформатора, используемого для выравнивания значения базисного тока соответствующей стороны. В нашем случае внешний промежуточный выравнивающий трансформатор не используется, поэтому $\Delta f_{\text{ПТТ}} = 0$;

$I_{\text{Т.0,РАСЧ}}$ – расчетное значение тока начала торможения, в качестве которого принимается принятое значение уставки (фирмой «ЭКРА» рекомендуется вне зависимости от принятого значения уставки принимать данное расчетное значение $I_{\text{Т.0,РАСЧ}}$ равным 1).

Получаем относительный начальный ток срабатывания:

$$I_{\text{Д.0}} = 1,1 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,08 + 0,02 + 0) \cdot 1 = 0,33$$

Принимаем $I_{\text{Д.0}} = 0,4$.

Коэффициент торможения

Определяется коэффициент торможения в соответствии со следующим выражением:

$$K_T \geq \frac{K_{отс} \cdot I_{нб} - I_{д.0}}{I_T - I_{Т.0}} \quad (24)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый $K_{отс} = 1,1$;

$I_{д.0}$ – принятое значение минимального тока срабатывания;

$I_{Т.0}$ – принятое значение тока начала торможения;

$I_{нб}$ – расчетный ток небаланса, вызванный протеканием по защищаемому трансформатору, ошиновке НН трансформатора сквозного тока и рассчитываемый по выражению:

$$I_{нб.расч*} = (K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{птт}) \cdot I_{скв*} \quad (25)$$

где ε – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме КЗ. В соответствии с для ТТ 10Р погрешность принимается – 0,1.

$I_{скв*}$ – максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ, определяемый по выражению:

$$I_{скв*} = \frac{I_{кз.нн}}{K_T} \cdot \frac{1}{I_{ном.тр.}}; \quad (26)$$

где $I_{кз.нн}$ – ток внешнего КЗ на низкой стороне, $I_{кз.нн} = 10,884$ кА, предоставлен расчетной организацией;

K_T – коэффициент трансформации:

$$K_T = \frac{U_{нн}}{U_{вн}};$$

$I_{ном.тр.}$ – номинальный ток силового трансформатора:

$$I_{ном.тр.} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,216 \text{ (A)}; \quad (27)$$

I_T – расчетный тормозной ток, определяемый по выражению:

$$I_T = \sqrt{I_{скв*} \cdot (I_{скв*} - I_{нб}) \cdot \cos \beta}, \quad (28)$$

Принимаем для расчета $\varepsilon = 0,10$, $\beta = 15^\circ$.

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Тогда согласно выше перечисленным формулам получаем:

$$I_{СКВ*} = \frac{10884 \cdot 10,5}{110} \cdot \frac{1}{131,216} = 7,918;$$

$$I_{НБ.РАСЧ*} = (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,08 + 0,02 + 0) \cdot 7,918 = 2,375;$$

$$I_T = \sqrt{7,918 \cdot (7,918 - 2,375) \cdot \cos 15^\circ} = 6,511;$$

$$K_T \geq \frac{1,1 \cdot 2,375 - 0,4}{6,511 - 1} = 0,401.$$

Принимаем $K_T = 0,5$.

Дифференциальная отсечка.

Как правило, кроме уставки, для дифференциального тока повреждения трансформатора вводится дополнительная пороговая величина $I_{отс}$ - Дифференциальная отсечка. По ней происходит срабатывание защиты на отключение вне зависимости от величины тока торможения, или других условий дополнительного торможения:

$$I_{отс*} = K_{отс} \cdot I_{НБ.РАСЧ*}, \quad (29)$$

$$I_{отс*} = 1,5 \cdot 2,375 = 3,563.$$

Где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,5;

$I_{НБ.РАСЧ}$ – расчетный ток небаланса, вызванный протеканием по защищаемому трансформатору, ошиновке НН трансформатора сквозного тока



Рисунок 14 – Характеристика срабатывания

6.4 Максимальная токовая защита с независимой характеристикой выдержкой времени

1) Расчитаем ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з} = \frac{k_{отс}}{k_B} k_3 I_{РАБ.МАХ}, \quad (30)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, зависящий от точности пусковых органов; для электромагнитных реле примем $k_{отс} = 1,3$;

$k_B = 0,8$ коэффициент возврата,

$k_3 = 2$ - коэффициент запуска;

$I_{РАБ.МАХ} = 131,216 A$ - максимальный ток нагрузки:

$$I_{с.з} = \frac{1,3}{0,8} \cdot 2 \cdot 131,216 = 426,452 A.$$

2) Выбор коэффициента трансформации измерительного трансформатора тока:

$$n_T = \frac{I_{1.НОМ}}{I_{2.НОМ}}, \quad (31)$$

где $I_{1.НОМ}$ – первичный номинальный ток трансформатора тока;

$I_{2.НОМ}$ – вторичный номинальный ток трансформатора тока, принят равным 5А.

Выберем $I_{1.НОМ} = 150 A > I_{РАБ.МАХ} = 131,216 A$:

$$n_T = \frac{150}{5} = 30.$$

3) Определим ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з}}{n_T} \cdot K_{сх}^{(3)}, \quad (32)$$

где $K_{сх}^{(3)}$ – коэффициент выбранной схемы для режима трехфазного КЗ (для схемы полная звезда $K_{сх}^{(3)} = 1$).

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

$$I_{C.P} = \frac{426,452}{20} 1 = 21,323 A$$

Проверим ток срабатывания защиты по коэффициенту чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз за трY/\Delta}}^{(3)}}{I_{\text{сз}}} \cdot K_{\text{за трY/\Delta}}^{(2)} \geq 1,5 . \quad (33)$$

где $K_{\text{за трY/\Delta}}^{(2)}$ – коэффициент относительной чувствительности схемы к току двухфазного КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток Y/Δ - 11 гр. (для полной звезды $K^{(2)} = 1$).

$I_{\text{кз за трY/\Delta}}^{(3)}$ – трехфазный ток КЗ на шинах 10 кВ, предоставлен расчетной организацией.

Коэффициент чувствительности в конце основной зоны (на шинах подстанции 10кВ) при 2-х фазном КЗ:

$$K_{\text{ч}} = \frac{10884}{426,452} = 25,522 > 1,5.$$

4) Рассчитаем параметры отсечки

Токи срабатывания отсечек:

$$I_{\text{с.о(2)}} = k_{\text{отс}} I_{\text{к}}^{(3)} = 1,3 \cdot 10884 = 14150 A.$$

Уставки на кратность токов срабатывания отсечек:

$$k_{\text{с.о}} = \frac{I_{\text{с.о}}}{I_{\text{сз}}} = \frac{14150}{426,452} = 33,181.$$

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной работы был разработан вариант внедрения в данную сеть элементов силовой электроники, для снижения потерь в связи с увеличением нагрузок. Было установлено, что самым эффективным является метод регулирования потоков мощности, но на данный момент он слишком дорогой, поэтому я склоняюсь к традиционному выбору статических компенсаторов, так как их эффективность не сильно уступает регулятору потоков мощности и этот метод гораздо дешевле.

На трансформаторах и автотрансформаторах с помощью регулирования отпаяк обеспечено необходимое качество электроэнергии у потребителя с отклонением напряжения, не превышающим допустимого по ГОСТу.

Расчитанный вариант сети обеспечивает надежное и качественное электроснабжение потребителей с минимальными потерями и наименьшими затратами.

Также был произведён расчет уставок дифференциальной защиты силового трансформатора.

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Электрические системы и сети: Учебное пособие по курсовому проектированию. Булатов Б.Г., Комиссарова Е.Д., Худоносков Г.В. – Челябинск: ЮУрГУ, 1998 г.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических сетей. /Под редакцией Файбисовича Д.Л., –М.: Изд – во НЦ ЭНАС , 2006 г.
3. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. /Под редакцией Рокотяна С.С, Шапиро И.М.–Москва: Энергия, 1985 г.
4. Электрическая часть станций и подстанций: Справочное пособие для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для ВУЗов. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. – М.: Энергоатомиздат, 1989 г.
5. Правила устройства электроустановок. – Москва: КНОРУС, 2014.-488 с.
6. СТО 56947007-29.240.10.028-2009.Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кв (НТП ПС);
7. Садовников А.Н. Семестровые задания по курсу: Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: Учебное пособие. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2014. – 68 с.
8. Степанчук К.Ф., Тиняков Н.А. Техника высоких напряжений: Учебное пособие для электроэнергетических спец. втузов. – 2-е издание, переработанное и дополненное. – Мн.: Выш. школа, 1982. – 367 с., ил.;
9. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002. – 248с.

					П-281.13.04.02.2017.00.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70