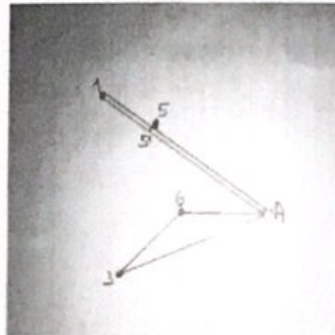


7. Выбор схем электрических подстанций

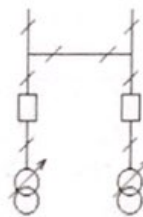
Вариант 2



Применение схем распределительных устройств (РУ) на стороне ВН

Для ПС № 1, 5 выбираю схему «два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линий» № 4Н. Применяется на напряжении 35–220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций.

Схема «4Н»

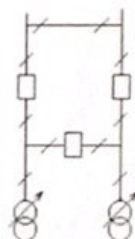


Для центра питания А выбирают схему «две рабочие системы шин с обходной» № 13Н.

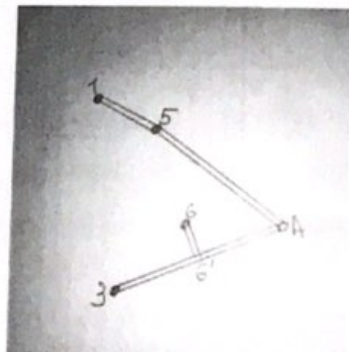
Применение схем РУ 10 кВ

На ПС № 3, 6 применяют схемы 10–2 - две одиночные, секционированные выключателями системы шин, так как на всех этих подстанциях установлены по два трансформатора с расщепленной обмоткой НН.

Схема «5Н»



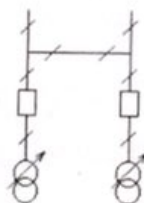
Вариант 2



Применение схем распределительных устройств (РУ) на стороне ВН

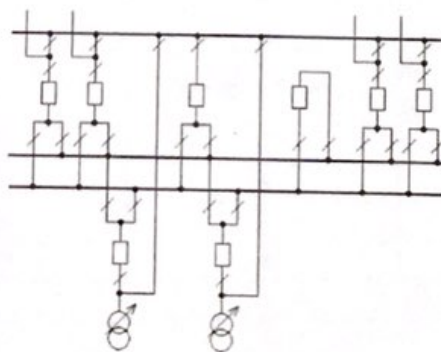
Для ПС № 5, 1, 6, 3 выбираю схему «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» № 4Н. Применяется на напряжении 35–220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций.

Схема «4Н»



Для центра питания А выбирают схему «две рабочие системы шин с обходной» №13Н.

Схема «13Н»



8. Расчет технико-экономических показателей районной электрической сети.

Обоснование решений при проектировании электрической сети осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети путем оценки их сравнительной эффективности. Обоснование решений производится по минимальному сроку окупаемости при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

Вариант 1.

Определим капитальные вложения на сооружение воздушных линий электропередачи по формуле: $K = L \cdot K_0 \cdot K_{\text{пересч.}}$ (базисные показатели стоимости ВЛ приведены в ценах на 2000 год, коэффициент индексации цен $K_{\text{пересч.}} = 6$), используя [4, табл.7.4]:

– для двухцепных ВЛ:

$$K_{A-5} = 27 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 1,86 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{A-1} = 63 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 4,35 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{A-3} = 54 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 3,73 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{A-6} = 27 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 1,86 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Суммарные капиталовложения в линии:

$$K_{\text{лэп}} = (1,86 + 4,35 + 3,73 + 1,86) \cdot 10^8 = 11,8 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Определим капитальные вложения в строительство ПС 110/10 кВ.

Стоимость трансформаторов определим, используя [4, табл. 7.20]:

$$K_{\text{тр}} = K_{\text{пересч}} \sum_1^4 K_{\text{тр}i} = 6 \cdot (7,3 + 9 + 5,5 + 5,5) \cdot 10^6 = 163,8 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Стоимость компенсирующих устройств. Ориентировочно стоимость можно определить по [4, табл. 7.27].

Таблица 8.1

Марка	Стоимость, тыс. руб.	Количество	Итоговая стоимость, тыс. руб.
УКРМ-10,5-3950	1125	4	4500
УКРМ-10,5-5050	1550	4	6200
УКРМ-10,5-2500	750	4	3000
УКРМ-10,5-3250	1125	4	4500
$K_{\text{ку}}$			
			$18,2 \cdot 10^6 \text{ руб}$

Стоимость РУ ВН [4, табл. 7.18, 7.19] с элегазовыми выключателями:

Наименование РУ	Стоимость, тыс. руб.	Постоянная часть затрат, тыс. руб.	Номер узла	Всего, тыс. руб.
РУ-110 кВ. Две системы шин с обходной	7300х12х6 = 84000	12250х6 = 38430	А	564030
РУ-110 кВ. Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	15200х6 = 91200	9000х6 = 54000	1,6,7,9	580800
К _{ру вн}	11,45*10 ⁸ руб.			

Стоимость РУ НН [4, табл. 7.19] с элегазовыми выключателями.

На каждой из ПС с трансформаторами ТРДН должны быть предусмотрены: четыре вводные ячейки, одна с секционным выключателем, одна с секционным разъединителем, четыре ячейки с трансформаторами напряжения и две ячейки для подключения трансформаторов собственных нужд. Кроме того, в РУ 10 кВ должны быть ячейки отходящих линий для электроснабжения потребителей и подключения конденсаторных установок. Принимаем, что на каждой секции НН (10 кВ) будет по четыре отходящие линии.

Стоимость 28 ячеек РУ НН для каждой ПС определим, используя [4, табл. 7.19] для вакуумных выключателей:

$$K_{ру\text{ НН}} = 6 * (85 * 10^3 * 28 * 4) = 0,57 * 10^8 \text{ руб.}$$

Таким образом, вложения в распределительные устройства сети

$$K_{ру} = (11,45 + 0,57) * 10^8 = 12,02 * 10^8 \text{ руб.}$$

Итоговые капитальные затраты на строительство электрической сети 110/10 кВ определяются по формуле:

$$K = K_{лэп} + K_{тр} + K_{ку} + K_{ру}$$

$$K_1 = 12,75 * 10^8 + 1,64 * 10^8 + 0,18 * 10^8 + 12,02 * 10^8 = 26,6 * 10^8 \text{ руб.}$$

Расчёт суммарных годовых потерь электроэнергии представлен ниже.

По [1] потери электрической энергии в трансформаторе определяются формулой:

$$\Delta W_T = \Delta P_x * 8760 + \Delta P_k \left(\frac{S_{пс}}{2 * S_{ном.тр}} \right) \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 * 8760$$

где $T_{\text{MAX}} = 3300$ ч – время, в течение которого используется максимум нагрузки;

$$\Delta W_{T1} = 0,034 \cdot 8760 + 0,17 \cdot \left(\frac{39,58}{2 \cdot 40}\right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3300}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 373,05 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T5} = 0,034 \cdot 8760 + 0,17 \cdot \left(\frac{37,6}{2 \cdot 40}\right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3300}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 365,65 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T6} = 0,034 \cdot 8760 + 0,17 \cdot \left(\frac{40,7}{2 \cdot 40}\right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3300}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 377,29 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T3} = 0,025 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{23}{2 \cdot 25}\right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3300}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 264,85 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$W_{\text{тр}}^{\Sigma} = 2 \cdot (373,05 + 365,65 + 377,29 + 264,85) = 2,76 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются как:

$$\Delta W = R_{\text{ЛЭП}} \cdot \left(\frac{S_{\text{ЛЭП}}}{U_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{T_{\text{MAX}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-12} = \frac{24,9}{100} \cdot 32 \cdot \left(\frac{11,5}{110}\right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3300}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 157,24 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-4} = \frac{24,9}{100} \cdot 68 \cdot \left(\frac{20,35}{110}\right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3300}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 1046,33 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-14} = \frac{24,9}{100} \cdot 45 \cdot \left(\frac{19,79}{110}\right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3300}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 654,84 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-10} = \frac{24,9}{100} \cdot 40 \cdot \left(\frac{18,8}{110}\right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3300}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 525,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП2}}^{\Sigma} = 157,24 + 1046,33 + 654,84 + 525,3 = 2,38 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Стоимость электроэнергии на 2020 г. составляет 3,25 руб/кВт·ч. Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$I_{\Delta W} = 3,25 \cdot (\Delta W_{\text{ЛЭП2}}^{\Sigma} + W_{\text{тр}}^{\Sigma})$$

$$I_{\Delta W1} = 3,25 \cdot (2,38 \cdot 10^3 + 2,76 \cdot 10^3) \cdot 10^3 = 1,67 \cdot 10^7 \text{ руб/год.}$$

Проведём аналогичные расчёты для второго варианта конфигурации сети.

ВАРИАНТ 2

Определим капитальные вложения на сооружение воздушных линий электропередачи по формуле: $K = L \cdot K_0 \cdot K_{\text{пересч.}}$ (базисные показатели стоимости ВЛ приведены в ценах

на 2000 год, коэффициент индексации цен $K_{\text{пересч.}} = 6$), используя [4, табл. 7.4]:

$$K_{A-6} = 29 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 2 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{6,-3} = 51 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 3,53 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{6,-6} = 22,6 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 1,56 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{A-1} = 40 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6 = 2,04 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{1-5} = 54 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6 = 2,75 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{A-5} = 45 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6 = 2,3 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Суммарные капиталовложения в линии:

$$K_{\text{ЛЭП}} = (2 + 3,53 + 1,56 + 2,04 + 2,3 + 2,75) \cdot 10^8 = 14,18 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Определим капитальные вложения в строительство ПС 110/10 кВ.

Стоимость трансформаторов определим, используя [4, табл. 7.20]:

$$K_{\text{тр}} = K_{\text{пересч.}} \sum_1^4 K_{\text{три}} = 6 \cdot (7,3 + 5,5 + 7,3 + 7,3) \cdot 10^6 = 164,4 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Стоимость компенсирующих устройств. Ориентировочно стоимость можно определить по [4, табл. 7.27].

Таблица 8.1

Марка	Стоимость, тыс. руб.	Количество	Итоговая стоимость, тыс. руб.
УКРМ-10,5-4650	1550	4	6200
УКРМ-10,5-2750	750	4	3000
УКРМ-10,5-3600	1125	4	4500
УКРМ-10,5-3800	1125	4	4500
$K_{\text{КУ}}$	$18,2 \cdot 10^6 \text{ руб}$		

Стоимость РУ ВН [4, табл. 7.18, 7.19] с элегазовыми выключателями:

Наименование РУ	Стоимость, тыс. руб.	Постоянная часть затрат, тыс. руб.	Номер узла	Всего, тыс. руб.
РУ-110 кВ. Две системы шин с обходной	$7300 \times 8 \times 6 = 84000$	$12250 \times 6 = 38430$	A	388830
РУ-110 кВ. Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	$15200 \times 6 = 91200$	$9000 \times 6 = 54000$	1,6	290400
РУ-110 кВ. Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	$30000 \times 6 = 180000$	$9000 \times 6 = 54000$	7,9	468000

$K_{ру\text{ вн}}$	$11,47 \cdot 10^8 \text{ руб.}$
--------------------	---------------------------------

Стоимость РУ НН [4, табл. 7.19] с вакуумными выключателями.

На каждой из ПС с трансформаторами ТРДН должны быть предусмотрены: четыре вводные ячейки, одна с секционным выключателем, одна с секционным разъединителем, четыре ячейки с трансформаторами напряжения и две ячейки для подключения трансформаторов собственных нужд. Кроме того, в РУ 10 кВ должны быть ячейки отходящих линий для электроснабжения потребителей и подключения конденсаторных установок. Принимаем, что на каждой секции НН (10 кВ) будет по четыре отходящие линии.

Стоимость 28 ячеек РУ НН для каждой ПС определим, используя [4, табл. 7.19] для вакуумных выключателей:

$$K_{ру\text{ нн}} = 6 \cdot (85 \cdot 10^3 \cdot 28 \cdot 4) = 0,57 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Таким образом, вложения в распределительные устройства сети

$$K_{py} = (11,47 + 0,57) \cdot 10^8 = 12,02 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Итоговые капитальные затраты на строительство электрической сети 110/10 кВ определяются по формуле:

$$K = K_{лэп} + K_{тр} + K_{ку} + K_{py}$$

$$K_2 = 14,18 \cdot 10^8 + 1,64 \cdot 10^8 + 0,18 \cdot 10^8 + 12,02 \cdot 10^8 = 28,02 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Расчёт суммарных годовых потерь электроэнергии представлен ниже.

По [1] потери электрической энергии в трансформаторе определяются формулой:

$$\Delta W_T = \Delta P_x \cdot 8760 + \Delta P_k \left(\frac{S_{пс}}{2 \cdot S_{ном.тр}} \right) \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760$$

где $T_{MAX} = 3300 \text{ ч}$ – время, в течение которого используется максимум нагрузки;

$$\Delta W_{T14} = 0,034 \cdot 8760 + 0,17 \cdot \left(\frac{39,58}{2 \cdot 40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 373,05$$

МВт*ч

$$\Delta W_{T10} = 0,034 \cdot 8760 + 0,17 \cdot \left(\frac{37,6}{2 \cdot 40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 365,65$$

МВт*ч

$$\Delta W_{T4} = 0,034 \cdot 8760 + 0,17 \cdot \left(\frac{40,7}{2 \cdot 40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 377,29$$

МВт*ч

$$\Delta W_{T12} = 0,025 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{23}{2 \cdot 25} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 264,85$$

МВт*ч

Суммарные потери в трансформаторах:

$$W_{тр}^{\Sigma} = 2 \cdot (373,05 + 365,65 + 377,29 + 264,85) = 2,76 \cdot 10^3 \text{ МВт*ч}$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются как:

$$\Delta W = R_{лэп} \cdot \left(\frac{S_{лэп}}{U_{ном}} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760$$

$$\Delta W_{лэп}^{A-14} = \frac{20,4}{100} \cdot 45 \cdot \left(\frac{37,6}{110} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1936,64 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Lambda-10} = \frac{20,4}{100} * 40 * \left(\frac{47,95}{110}\right)^2 * \left(0,124 + \frac{3300}{10000}\right)^2 * 8760 = 2799,61 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{10-14} = \frac{24,4}{100} * 54 * \left(\frac{10,35}{110}\right)^2 * \left(0,124 + \frac{3300}{10000}\right)^2 * 8760 = 210,62 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Lambda-12'} = \frac{11,8}{100} * 28,9 * \left(\frac{31,85}{110}\right)^2 * \left(0,124 + \frac{3300}{10000}\right)^2 * 8760 = 516,2 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{12'-4} = \frac{24,4}{100} * 45 * \left(\frac{20,35}{110}\right)^2 * \left(0,124 + \frac{3300}{10000}\right)^2 * 8760 = 678,5 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{12'-12} = \frac{24,4}{100} * 18 * \left(\frac{11,5}{110}\right)^2 * \left(0,124 + \frac{3300}{10000}\right)^2 * 8760 = 86,67 \text{ МВт*ч}$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП2}}^{\Sigma} = 1936,64 + 2799,61 + 210,62 + 516,2 + 678,5 + 86,67 = 6615,33 \text{ МВт*ч}$$

Стоимость электроэнергии на 2020 г. составляет 3,25 руб/кВт*ч.

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$И_{\Delta W} = 3,25 * (\Delta W_{\text{ЛЭП2}}^{\Sigma} + W_{\text{тр}}^{\Sigma})$$

$$И_{\Delta W2} = 3,25 * (6,62 * 10^3 + 2,76 * 10^3) * 10^3 = 3,05 * 10^7 \text{ руб/год.}$$

Сравним экономическую эффективность обоих вариантов.

Объём реализованной продукции:

$$Q_p = T_{\text{МАХ}} * \Sigma P * 3,25 = 3300 * (39 + 36 + 22 + 38) * 3,25 * 10^3 = 1,45 * 10^9 \text{ руб.}$$

Издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание определяются по формуле: $И_{\text{АРО}} = K * \alpha$, где $\alpha = 2,8\%$

$$И_{\text{АРО(1)}} = 26,6 * 10^8 * 0,028 = 7,45 * 10^7 \text{ руб/год}$$

$$И_{\text{АРО(2)}} = 28,02 * 10^8 * 0,028 = 7,85 * 10^7 \text{ руб/год}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$И_{\Delta W1} = 1,67 * 10^7 \text{ руб/год.}$$

$$И_{\Delta W2} = 3,05 * 10^7 \text{ руб/год.}$$

Суммарные издержки определяем по формуле:

$$И_{\Sigma} = И_{\text{АРО}} + И_{\Delta W}$$

$$И_{\Sigma(1)} = 7,45 \cdot 10^7 + 1,67 \cdot 10^7 = 9,12 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$И_{\Sigma(2)} = 7,85 \cdot 10^7 + 3,05 \cdot 10^7 = 10,9 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

Определяем прибыль как $\Pi = Q_p - И_{\Sigma}$:

$$\Pi_1 = 1,45 \cdot 10^9 - 9,12 \cdot 10^7 = 1,36 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$\Pi_2 = 1,45 \cdot 10^9 - 10,9 \cdot 10^7 = 1,34 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

Налог на прибыль принимаем 20 % на 2011 г.:

$$Н_1 = 0,2 \cdot \Pi_1 = 0,2 \cdot 1,36 \cdot 10^9 = 0,272 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$Н_2 = 0,2 \cdot \Pi_2 = 0,2 \cdot 1,34 \cdot 10^9 = 0,268 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

Рентабельности сети вычисляем по формуле:

$$P = \frac{Q_p - И_{\Sigma} - Н}{K};$$

$$P_1 = \frac{1,36 \cdot 10^9 - 0,272 \cdot 10^9}{2,66 \cdot 10^9} = 0,41$$

$$P_2 = \frac{1,34 \cdot 10^9 - 0,268 \cdot 10^9}{2,8 \cdot 10^9} = 0,38$$

т.е. рентабельность первого варианта выше, чем второго.

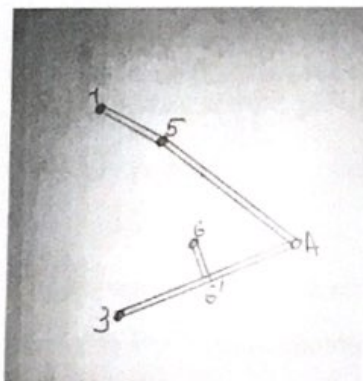
Определим срок окупаемости по формуле: $T_{ок} = \frac{K}{\Pi + И_{\Sigma}}$

$$T_{ок(1)} = \frac{2,66 \cdot 10^9}{1,36 \cdot 10^9 + 9,12 \cdot 10^7} = 1,83 \approx 2 \text{ года}$$

$$T_{ок(2)} = \frac{2,8 \cdot 10^9}{1,34 \cdot 10^9 + 10,9 \cdot 10^7} = 1,93 \approx 2 \text{ года}$$

Так как в качестве критерия сравнения был взят срок окупаемости, то, определив и проанализировав технико-экономические характеристики двух вариантов районных электрических сетей, приходим к выводу, что они абсолютно равноценны. Поэтому для дальнейших расчетов можно выбрать любой вариант, например вариант № 1.

$$И_{\Sigma(1)} = 9,12 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

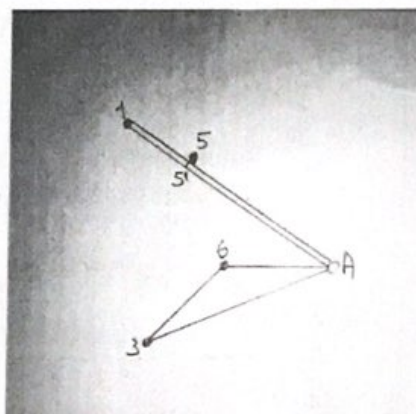


$$\Pi_1 = 1,36 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$H_1 = 0,272 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$P_1 = 0,41$$

$$T_{\text{ок}(1)} = 1,83 \approx 2 \text{ года}$$



$$I_{\Sigma(2)} = 10,9 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$\Pi_2 = 1,34 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$H_2 = 0,268 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$P_2 = 0,38$$

$$T_{\text{ок}(2)} = 1,93 \approx 2 \text{ года}$$

9. Расчет режимов сети

9.1. Максимальный режим

9.1.1. Определение расчетной нагрузки ПС и расчет потерь в трансформаторах

Определение расчетной нагрузки узлов (ПС) предшествует расчету режимов РЭС. Напряжение в сети принимается равным номинальному. Расчетная нагрузка ПС определяется по формуле:

$$S_{\text{расч.}i} = S_{\text{н.}i} + \Delta S_i - j(Q_c^H + Q_c^K)$$

Где $S_{\text{н.}i}$ – нагрузка i -й ПС с учетом компенсации реактивной мощности;

ΔS_i – потери полной мощности в трансформаторе, состоящие из потерь холостого хода и потерь короткого замыкания (нагрузочных) МВА;

Q_c^H и Q_c^K – генерируемые реактивные мощности линий, подходящих к узлу, Мвар.

Емкостные мощности линий Q_c^H и Q_c^K определяются по номинальным напряжениям:

$$Q_c^H = \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 b$$

$$Q_c^K = \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 b$$

где b – емкостная проводимость линий.

Для одноцепных линий емкостная проводимость определяется следующим образом:

$$b_L = b_0 L_L$$

где b_0 – удельная емкостная проводимость линии (выбирается по [4, табл. 7.5], исходя из марки провода), См/км; L_L – длина линии, км.

Для параллельных линий:

$$b_{\text{л}} = 2b_0L_{\text{л}}$$

Определим потери мощности холостого хода и короткого замыкания в каждом трансформаторе, согласно выражениям:

$$\Delta P_i = \Delta P_x + \frac{\Delta P_k S_i^2}{S_{\text{ном}}^2}$$

$$\Delta Q_i = \frac{I_x \% S_{\text{ном}}}{100} + \frac{U_k \% S_i^2}{100 S_{\text{ном}}}$$

где S_i – реальная нагрузка одного трансформатора i -й ПС;

$\Delta P_x, S_{\text{ном}}, I_x \%$ и $U_k \%$ – справочные данные [4 и ГОСТ].

Потери полной мощности в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta S_i = \Delta P_i + j \Delta Q_i$$

Для ПС № 6 (2×ТРДН – 40000/110):

$$\Delta P_6 = \Delta P_x + \frac{\Delta P_k S_4^2}{S_{\text{ном}}^2}$$

$$\Delta P_6 = 34 \cdot 10^3 + \frac{170 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{40,7}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 0,078 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_6 = \frac{0,55 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{40,7}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 1,3 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_6 = 0,078 + j1,3 \text{ МВА}$$

Для ПС № 1 (2×ТРДН – 25000/110):

$$\Delta P_1 = 25 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{23}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,05 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_1 = \frac{0,45 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{23}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 0,67 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_1 = 0,05 + j0,67 \text{ МВА}$$

Для ПС № 3 (2×ТРДН – 40000/110):

$$\Delta P_3 = 34 \cdot 10^3 + \frac{170 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{39,58}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 0,076 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_3 = \frac{0,55 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{39,58}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 1,26 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_3 = 0,076 + j1,26 \text{ МВА}$$

Для ПС № 5 (2×ТРДН – 40000/110):

$$\Delta P_5 = 34 \cdot 10^3 + \frac{170 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{37,6}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 0,072 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_5 = \frac{0,55 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{37,6}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 1,14 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_5 = 0,072 + j1,14 \text{ МВА}$$

Определим расчетные нагрузки по каждому трансформатору соответствующих ПС:

$$S_{\text{расч.6}} = \frac{1}{2} S_{\text{н.4}} + \Delta S_4 - jQ_{\text{с.12/4}} = \frac{1}{2} \cdot S_{\text{н.4}} + \Delta S_4 - j\frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 \cdot 2b_{0,A-4} \cdot L_{A-4}$$

$$S_{\text{расч.6}} = \frac{1}{2} \cdot (39 + j11,7) + 0,078 + j1,3 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2(2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 68) = 19,578 + j4,96 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{расч.1}} = \frac{1}{2} S_{\text{н.12}} + \Delta S_{12} - jQ_{\text{с.А-12}} = \frac{1}{2} \cdot S_{\text{н.12}} + \Delta S_{12} -$$

$$j\frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 \cdot 2b_{0,A-12} \cdot L_{A-12}$$

$$S_{\text{расч.1}} = \frac{1}{2} \cdot (22 + j6,6) + 0,05 + j0,67 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2(2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 32) =$$

$$= 11,5 + j2,94 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{расч.3}} = \frac{1}{2} S_{\text{н.14}} + \Delta S_{14} - j(Q_{\text{с.А-14}}^H + Q_{\text{с.14-10}}^K) = S_{\text{н.14}} + \Delta S_{14} -$$

$$j\frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 (b_{0,A-14} \cdot L_{A-14})$$

$$S_{\text{расч.3}} = \frac{1}{2} \cdot (38 + j11,06) + 0,076 + j1,26 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2(2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 45) =$$

$$19,076 + j5,34 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{расч.5}} = \frac{1}{2} S_{\text{н.10}} + \Delta S_{10} - j\frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 2(b_{0,A-10} \cdot L_{A-10})$$

$$S_{расч.5} = \frac{1}{2} * (36 + j10,88) + 0,072 + j1,14 - j\frac{1}{2} * 110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 40) =$$

$$18,072 + j5,29 \text{ MBA}$$

9.2. Расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линии

Вариант 1

Рассмотрим двухцепные линии А-6, А-3, А-1 и А-5

Для линии А-6:

$$S_{A-6}^K = S_{p4} = 19,578 + j4,96 \text{ MBA}$$

$$Z_{A-6} = (24,9 + j42,7) * 10^{-2} * 68 = 16,93 + j29$$

$$\Delta S_{z,A-6} = \frac{(P_{6-1}^K)^2 + (Q_{6-1}^K)^2}{U_{ном}^2} Z_{A-6} = \frac{39^2 + 11,7^2}{110^2} (16,93 + j29) = 2,32 + j3,97 \text{ MBA}$$

$$S_{A-6}^H = S_{A-6}^K + \Delta S_{z,A-6} - \frac{1}{2} j Q_{c,A-6} = 19,578 + j4,96 + 2,32 + j3,97 - j\frac{1}{2} * 110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 68) = 21,9 + j6,82 \text{ MBA}$$

Для линии А-1:

$$S_{A-1}^K = S_{p1} = 11,5 + j2,94 \text{ MBA}$$

$$Z_{A-1} = (24,9 + j42,7) * 10^{-2} * 32 = 7,97 + j13,66$$

$$\Delta S_{z,A-1} = \frac{(P_{A-12}^K)^2 + (Q_{A-12}^K)^2}{U_{ном}^2} Z_{A-1} = \frac{22^2 + 6,6^2}{110^2} (7,97 + j13,66) = 0,34 + j0,59$$

MBA

$$S_{A-1}^H = S_{A-1}^K + \Delta S_{z,A-1} - \frac{1}{2}jQ_{c,A-12} = 11,5 + j2,94 + 0,34 + j0,59 - j\frac{1}{2} * 110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 32) = 11,84 + j2,54 \text{ MVA}$$

Для линии А-3:

$$S_{A-3}^K = S_{p3} = 19,076 + j5,34 \text{ MVA}$$

$$Z_{A-3} = (24,9 + j42,7) * 10^{-2} * 45 = 11,2 + j19,22$$

$$\Delta S_{z,A-3} = \frac{(P_{A-14}^K)^2 + (Q_{A-14}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} Z_{A-14} = \frac{38^2 + 11,06^2}{110^2} (11,2 + j19,22) = 1,45 + j2,49$$

MVA

$$S_{A-3}^H = S_{A-14}^K + \Delta S_{z,A-14} - \frac{1}{2}jQ_{cA-14} = 19,076 + j5,34 + 1,45 + j2,49 - j\frac{1}{2} * 110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 45) = 20,53 + j6,44 \text{ MVA}$$

Для линии А-5:

$$S_{A-5}^K = S_{p5} = 18,072 + j5,29 \text{ MVA}$$

$$Z_{A-5} = (24,9 + j42,7) * 10^{-2} * 40 = 9,96 + j17,08$$

$$\Delta S_{z,A-5} = \frac{(P_{A-10}^K)^2 + (Q_{A-10}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} Z_{A-10} = \frac{36^2 + 10,88^2}{110^2} (9,96 + j17,08) = 1,16 + j2$$

MVA

$$S_{A-5}^H = S_{A-10}^K + \Delta S_{z,A-10} - \frac{1}{2}jQ_{cA-10} = 18,072 + j5,29 + 1,16 + j2 - j\frac{1}{2} * 110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 40) = 19,23 + j6,05 \text{ MVA}$$

9.2.1. Определение значения напряжения в узловых точках (в точках на стороне ВН) в максимальном режиме

Расчет проводим от начала (от известного заданного значения напряжения в т. А) к концам.

Для ПС № 6:

$$U_6 = U_{Amax} - \frac{P_{A-4}^H r_0 L_{A-4} + Q_{A-4}^H x_0 L_{A-4}}{U_{Amax}}$$

$$U_6 = 118 - \frac{21,9 * 0,249 * 68 + 6,82 * 0,427 * 68}{118} = 113,18 \text{ В}$$

Для ПС № 1:

$$U_1 = U_{Amax} - \frac{P_{A-12}^H r_0 L_{A-12} + Q_{A-12}^H x_0 L_{A-12}}{U_{Amax}}$$

$$U_1 = 118 - \frac{11,84 * 0,249 * 32 + 2,54 * 0,427 * 32}{118} = 116,9 \text{ В}$$

Для ПС № 3:

$$U_3 = U_{Amax} - \frac{P_{A-14}^H r_0 L_{A-14} + Q_{A-14}^H x_0 L_{A-14}}{U_{Amax}}$$

$$U_3 = 118 - \frac{20,53 * 0,249 * 45 + 6,44 * 0,427 * 45}{118} = 115 \text{ В}$$

Для ПС № 5:

$$U_5 = U_{Amax} - \frac{P_{A-10}^H r_0 L_{A-10} + Q_{A-10}^H x_0 L_{A-10}}{U_{Amax}}$$

$$U_5 = 118 - \frac{19,23 * 0,249 * 40 + 6,05 * 0,427 * 40}{118} = 115,5 \text{ В}$$

9.2.2. Регулирование напряжения в электрической сети в максимальном режиме

Напряжение на шинах низшего напряжения, приведенное к стороне высшего напряжения для каждого из трансформаторов с расщепленными обмотками типа ТРДН для подстанций 1,6,7 и 9 определяется по формуле:

$$U'_H = \frac{U_B}{2} + \sqrt{\frac{U_B^2}{4} - \left[\left(P'_H R_{ТВ} + \frac{P'_H}{2} R_{ТН} \right) + \left(Q'_H X_{ТВ} + \frac{Q'_H}{2} X_{ТН} \right) \right]}$$

Где P'_H и Q'_H – активная и реактивная мощности, поступающие в

трансформатор (после потерь холостого хода) на стороне ВН; $R_{ТВ}, X_{ТВ}$ – активное и реактивное сопротивления обмотки ВН; $R_{ТН}, X_{ТН}$ – активное и реактивное сопротивления обмотки НН1 или НН2 трансформаторов, определенные расчетным путем:

$$P'_H = \frac{P_H}{2} + \Delta P_T - \Delta P_{xx}$$

$$Q'_H = \frac{Q_H}{2} + \Delta Q_T - \Delta Q_{xx}$$

$$R_{ТВ} = \frac{\Delta P_{к,ВН-НН} U_{НОМ}^2}{2 S_{НОМ}^2}$$

$$R_{ТН1} = R_{ТН2} = 2 R_{ТВ}$$

$$X_{ТВ} = \frac{u_{к,ВН-НН} U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}} \left(1 - \frac{K_p}{4}\right)$$

$$X_{ТН} = \frac{u_{к,ВН-НН} U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}} * \frac{K_p}{2}$$

Определим соответствующие показатели для всех подстанций.

Для ПС № 4, № 10 и № 14 (2×ТРДН – 40000 /110):

$$P'_{H4} = \frac{39}{2} + 0,072 - 0,06 = 19,512 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H4} = \frac{11,7}{2} + 1,13 - 0,26 = 6,72 \text{ Мвар}$$

$$P'_{H10} = \frac{36}{2} + 0,072 - 0,06 = 18,012 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H10} = \frac{10,88}{2} + 1,13 - 0,26 = 6,31 \text{ Мвар}$$

$$P'_{H14} = \frac{38}{2} + 0,072 - 0,06 = 19,012 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H14} = \frac{11,06}{2} + 1,13 - 0,26 = 6,4 \text{ Мвар}$$

$$R_{ТВ1} = \frac{172 * 10^3 * (115 * 10^3)^2}{2(40 * 10^6)^2} = 0,71 \text{ Ом}$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2 * 0,71 = 1,42 \text{ Ом}$$

$$X_{TB} = \frac{10,5 * (115 * 10^3)^2}{100 * (40 * 10^6)} \left(1 - \frac{3,62}{4}\right) = 3,3 \text{ Ом}$$

$$X_{TH1} = X_{TH2} = \frac{10,5 * (115 * 10^3)^2}{100 * (40 * 10^6)} * \frac{3,62}{2} = 62,9 \text{ Ом}$$

$$U'_{H4} = \frac{113,18}{2} + \sqrt{\frac{113,18^2}{4} - \left[\left(19,512 * 0,71 + \frac{19,512}{2} * 1,42\right) + \left(6,72 * 3,3 + \frac{6,72}{2} * 62,9\right) \right]} = 110,82 \text{ кВ}$$

$$U'_{H10} = \frac{115,5}{2} + \sqrt{\frac{115,5^2}{4} - \left[\left(18,012 * 0,71 + \frac{18,012}{2} * 1,42\right) + \left(6,31 * 3,3 + \frac{6,31}{2} * 62,9\right) \right]} = 113,34 \text{ кВ}$$

$$U'_{H14} = \frac{115}{2} + \sqrt{\frac{115^2}{4} - \left[\left(19,012 * 0,71 + \frac{19,012}{2} * 1,42\right) + \left(6,4 * 3,3 + \frac{6,4}{2} * 62,9\right) \right]} = 112,78 \text{ кВ}$$

Для ПС № 1 (2×ТРДН – 25000 /110):

$$P'_{H12} = \frac{22}{2} + 0,06 - 0,027 = 11,03 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H12} = \frac{6,6}{2} + 0,89 - 0,175 = 4,015 \text{ Мвар}$$

$$R_{TB} = \frac{120 * 10^3 * (115 * 10^3)^2}{2(25 * 10^6)^2} = 1,27 \text{ Ом}$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2 * 1,27 = 2,54 \text{ Ом}$$

$$X_{TB} = \frac{10,5 * (115 * 10^3)^2}{100 * (25 * 10^6)} \left(1 - \frac{3,62}{4}\right) = 5,27 \text{ Ом}$$

$$X_{TH1} = X_{TH2} = \frac{10,5 * (115 * 10^3)^2}{100 * (25 * 10^6)} * \frac{3,62}{2} = 100,5 \text{ Ом}$$

$$U'_{H12} = \frac{116,9}{2} + \sqrt{\frac{116,9^2}{4} - \left[\left(11,03 * 1,27 + \frac{11,03}{2} * 2,54\right) + \left(4,015 * 5,27 + \frac{4,015}{2} * 100,5\right) \right]} = 114,71 \text{ кВ}$$

Ответвление регулируемой части обмотки, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах низшего напряжения определяем по формуле:

$$n_{\text{отв}}^{\text{жел}} = \left(\frac{U'_n U_{\text{нн}}}{U_{\text{нжел}} U_{\text{вн}}} - 1 \right) * \frac{100}{\Delta U_{\text{отв}}}$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций определим по формуле:

$$U_n = \frac{U'_n U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}} \left(1 + n_{\text{отв}} \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100} \right)}$$

Отклонение напряжения на этих шинах от номинального напряжения ($U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$), %

$$\delta U = \frac{U_n - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} * 100$$

Для ПС № 4:

$$n_{\text{отв4}}^{\text{жел}} = \left(\frac{110,82 * 10,5}{10,5 * 115} - 1 \right) * \frac{100}{1,78} = -2,04 = -2$$

$$U_{\text{н4}} = \frac{110,82 * 10,5}{115 \left(1 - 2 \frac{1,78}{100} \right)} = 10,49 \text{ кВ}$$

$$\delta U_4 = \frac{10,49 - 10}{10} * 100 = 4,9\%$$

Для ПС № 1:

$$n_{\text{отв12}}^{\text{жел}} = \left(\frac{114,71 * 10,5}{10,5 * 115} - 1 \right) * \frac{100}{1,78} = -0,14 = 0$$

$$U_{\text{н12}} = \frac{114,71 * 10,5}{115 \left(1 - 0 \frac{1,78}{100} \right)} = 10,47 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{12} = \frac{10,47 - 10}{10} * 100 = 4,7\%$$

Для ПС № 3:

$$n_{\text{отв14}}^{\text{жел}} = \left(\frac{112,78 * 10,5}{10,5 * 115} - 1 \right) * \frac{100}{1,78} = -1,08 = -1$$

$$U_{н14} = \frac{112,78 * 10,5}{115 \left(1 - 1 \frac{1,78}{100}\right)} = 10,48 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{14} = \frac{10,48 - 10}{10} * 100 = 4,8\%$$

Для ПС № 5:

$$n_{отв10}^{жел} = \left(\frac{113,34 * 10,5}{10,5 * 115} - 1 \right) * \frac{100}{1,78} = -0,81 = -1$$

$$U_{н10} = \frac{113,34 * 10,5}{115 \left(1 - 1 \frac{1,78}{100}\right)} = 10,54 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{10} = \frac{10,54 - 10}{10} * 100 = 5,4\%$$

№ ПС	U _н ', кВ	n _{отв}	U _н , кВ	δU, %
1	110,82	- 2	10,49	4,9
3	114,71	0	10,47	4,7
5	112,78	- 1	10,48	4,8
6	113,34	- 1	10,54	5,4

Выбранные рабочие ответвления понижающих трансформаторов обеспечивают поддержание требуемых отклонений напряжения на шинах 10 кВ подстанций во всех рассмотренных режимах работы.

9.3. Послеаварийный режим

Рассмотрим обрыв одной цепи двухцепной линии А - 4. Определим расчетную мощность рабочей линии А-4:

$$S_{расч.4}^{авар} = S_{н,4} + \Delta S_{Т,4} - jQ_{с,А-4}^к;$$

$$S_{расч.4}^{авар} = S_{А-4}^к = 19,578 + j4,96 + 2,32 + j3,9 - j4,22 = 21,9 + j4,74 \text{ МВА}$$

Потери мощности в первой цепи (1 ц.) линии А - 4:

$$\Delta S_{z,A-4} = \frac{P_{A-4}^K{}^2 + Q_{A-4}^K{}^2}{U_{авар}^2} \cdot Z_{A-4} = \frac{39^2 + 11,7^2}{108^2} (16,93 + j29) = 2,4 + j4,12 \text{ MBA}$$

Определим потоки мощности в начале первой цепи (1 ц.) линии А – 4:

$$S_{A-4}^H = S_{A-4}^K + \Delta S_{z,A-4} - jQ_{c,A-4} = 21,9 + j4,74 + 2,4 + j4,12 - j4,22 = 24,3 + j4,64 \text{ MBA}$$

Для линии А-12:

$$S_{A-12}^K = S_{p12} = 11,5 + j2,94 \text{ MBA}$$

$$Z_{A-12} = (24,9 + j42,7) \cdot 10^{-2} \cdot 32 = 7,97 + j13,66$$

$$\Delta S_{z,A-12} = \frac{(P_{A-12}^K)^2 + (Q_{A-12}^K)^2}{U_{ном}^2} Z_{A-12} = \frac{22^2 + 6,6^2}{110^2} (7,97 + j13,66) = 0,34 + j0,59 \text{ MBA}$$

$$S_{A-12}^H = S_{A-12}^K + \Delta S_{z,A-12} - \frac{1}{2} jQ_{c,A-12} = 11,5 + j2,94 + 0,34 + j0,59 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2(2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 32) = 11,84 + j2,54 \text{ MBA}$$

Для линии А-14:

$$S_{A-14}^K = S_{p14} = 19,076 + j5,34 \text{ MBA}$$

$$Z_{A-14} = (24,9 + j42,7) \cdot 10^{-2} \cdot 45 = 11,2 + j19,22$$

$$\Delta S_{z,A-14} = \frac{(P_{A-14}^K)^2 + (Q_{A-14}^K)^2}{U_{ном}^2} Z_{A-14} = \frac{38^2 + 11,06^2}{110^2} (11,2 + j19,22) = 1,45 + j2,49 \text{ MBA}$$

$$S_{A-14}^H = S_{A-14}^K + \Delta S_{z,A-14} - \frac{1}{2} jQ_{c,A-14} = 19,076 + j5,34 + 1,45 + j2,49 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2(2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 45) = 20,53 + j6,44 \text{ MBA}$$

Для линии А-10:

$$S_{A-10}^K = S_{p10} = 18,072 + j5,29 \text{ MBA}$$

$$Z_{A-10} = (24,9 + j42,7) \cdot 10^{-2} \cdot 40 = 9,96 + j17,08$$

$$\Delta S_{z,A-10} = \frac{(P_{A-10}^K)^2 + (Q_{A-10}^K)^2}{U_{ном}^2} Z_{A-10} = \frac{36^2 + 10,88^2}{110^2} (9,96 + j17,08) = 1,16 + j2 \text{ MBA}$$

$$S_{A-10}^H = S_{A-10}^K + \Delta S_{z,A-10} - \frac{1}{2} jQ_{c,A-10} = 18,072 + j5,29 + 1,16 + j2 - j\frac{1}{2} \cdot$$

$$110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 40) = 19,23 + j6,05 \text{ МВА}$$

9.3.1. Определение значения напряжения в узловых точках в послеаварийном режиме

Расчет проводим от начала (от известного заданного значения напряжения в т. А) к концам.

Для ПС № 4:

$$U_4 = U_{\text{Аавар}} - \frac{P_{A-4}^H r_0 L_{A-4} + Q_{A-4}^H x_0 L_{A-4}}{U_{\text{Аавар}}}$$

$$U_4 = 108 - \frac{24,3 * 0,249 * 68 + 4,64 * 0,427 * 68}{108} = 102,94 \text{ В}$$

Для ПС № 12:

$$U_{12} = U_{\text{Аавар}} - \frac{P_{A-12}^H r_0 L_{A-12} + Q_{A-12}^H x_0 L_{A-12}}{U_{\text{Аавар}}}$$

$$U_{12} = 108 - \frac{11,84 * 0,249 * 32 + 2,54 * 0,427 * 32}{108} = 106,8 \text{ В}$$

Для ПС № 14:

$$U_{14} = U_{\text{Аавар}} - \frac{P_{A-14}^H r_0 L_{A-14} + Q_{A-14}^H x_0 L_{A-14}}{U_{\text{Аавар}}}$$

$$U_{14} = 108 - \frac{20,53 * 0,249 * 45 + 6,44 * 0,427 * 45}{108} = 104,72 \text{ В}$$

Для ПС № 10:

$$U_{10} = U_{\text{Аавар}} - \frac{P_{A-10}^H r_0 L_{A-10} + Q_{A-10}^H x_0 L_{A-10}}{U_{\text{Аавар}}}$$

$$U_{10} = 108 - \frac{19,23 * 0,249 * 40 + 6,05 * 0,427 * 40}{108} = 105,27 \text{ В}$$

9.3.2. Регулирование напряжения в электрической сети в послеаварийном режиме

Определим значения напряжений в электрической сети в
послеаварийном режиме:

$$U'_{н4} = \frac{102,94}{2} + \sqrt{\frac{102,94^2}{4} - \left[\left(19,512 \cdot 0,71 + \frac{19,512}{2} \cdot 1,42 \right) + \left(6,72 \cdot 3,3 + \frac{6,72}{2} \cdot 62,9 \right) \right]} = 100,33 \text{ кВ}$$

$$U'_{н10} = \frac{105,27}{2} + \sqrt{\frac{105,27^2}{4} - \left[\left(18,012 \cdot 0,71 + \frac{18,012}{2} \cdot 1,42 \right) + \left(6,31 \cdot 3,3 + \frac{6,31}{2} \cdot 62,9 \right) \right]} = 102,89 \text{ кВ}$$

$$U'_{н14} = \frac{104,72}{2} + \sqrt{\frac{104,72^2}{4} - \left[\left(19,012 \cdot 0,71 + \frac{19,012}{2} \cdot 1,42 \right) + \left(6,4 \cdot 3,3 + \frac{6,4}{2} \cdot 62,9 \right) \right]} = 102,28 \text{ кВ}$$

$$U'_{н12} = \frac{106,8}{2} + \sqrt{\frac{106,8^2}{4} - \left[\left(11,03 \cdot 1,27 + \frac{11,03}{2} \cdot 2,54 \right) + \left(4,015 \cdot 5,27 + \frac{4,015}{2} \cdot 100,5 \right) \right]} = 104,4 \text{ кВ}$$

Для ПС № 4:

$$n_{отв4}^{жел} = \left(\frac{100,33 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -7,17 = -7$$

$$U_{н4} = \frac{100,33 \cdot 10,5}{115 \left(1 - 7 \frac{1,78}{100} \right)} = 10,46 \text{ кВ}$$

$$\delta U_4 = \frac{10,46 - 10}{10} \cdot 100 = 4,6\%$$

Для ПС № 12:

$$n_{отв12}^{жел} = \left(\frac{104,4 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -5,18 = -5$$

$$U_{н12} = \frac{104,4 \cdot 10,5}{115 \left(1 - 5 \frac{1,78}{100} \right)} = 10,46 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{12} = \frac{10,46 - 10}{10} \cdot 100 = 4,6\%$$

Для ПС № 14: