

- в линии А-10: $I_{PA-10} = \frac{31,98 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 176 \text{ А}$
- в линии А-13: $I_{PA-13} = \frac{28,55 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 157 \text{ А}$
- в линии 13-10: $I_{P13-10} = \frac{3,52 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 19 \text{ А}$

Расчетная токовая нагрузка для одной (каждой) цепи двухцепных линий:

- В одной цепи линии А-12': $I_{PA-12'} = \frac{40,205 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 222 \text{ А}$
- в одной цепи линии 12-12': $I_{P12-12'} = \frac{23,505 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 130 \text{ А}$
- в одной цепи линии 12'-14: $I_{P12'-14} = \frac{16,7 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 92 \text{ А}$

По вычисленным значениям расчетных токов определяю расчетные сечения проводов ВЛ по условию экономической (нормированной) плотности тока для нормального режима

$$F = \frac{I_p}{J_3}$$

Определяю расчетные сечения по участкам по условию экономической плотности тока для нормального режима:

- одноцепных линий «кольца»:

$$F_{A-10} = \frac{I_{PA-10}}{J_3} = \frac{176}{1,1} = 160 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-13} = \frac{I_{PA-13}}{J_3} = \frac{157}{1,1} = 142,7 \text{ мм}^2$$

$$F_{13-10} = \frac{I_{P13-10}}{J_3} = \frac{19}{1,1} = 17,3 \text{ мм}^2$$

- Для одной цепи двухцепных линий:

$$F_{A-12'} = \frac{I_{PA-12'}}{J_3} = \frac{222}{1,1} = 201,8 \text{ мм}^2$$

$$F_{12-12'} = \frac{I_{p12-12'}}{J_s} = \frac{130}{1,1} = 118 \text{ мм}^2$$

$$F_{12'-14} = \frac{I_{p12'-14}}{J_s} = \frac{92}{1,1} = 83,6 \text{ мм}^2$$

В зависимости от напряжения и расчетной токовой нагрузки в нормальном режиме выбираются сечения сталеалюминиевых проводов. Для линии 110 кВ наименьшее сечение сталеалюминиевого провода по механической прочности равно 120 мм². Использование проводов сечением 70 и 95 мм² экономически невыгодно и нецелесообразно. Таким образом, для линии выбираем ближайшие стандартные сечения:

- для А - 10: АС – 185/43;
- для А - 13: АС – 150/34;
- для 13-10: АС – 120/27;
- для 12-12': АС – 120/27;
- для А-12': АС – 240/56;
- для 12' - 14: АС – 120/27.

Далее необходимо провести проверку выбранного сечения по условиям нагрева проводов ВЛ в послеаварийном режиме.

Проверка выбранных сечений по допустимому нагреву осуществляется следующим образом:

$I_p^{\text{авар}} \leq I_{\text{доп}}$, где $I_p^{\text{авар}}$ – наибольший ток в послеаварийном режиме, А; $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток по нагреву, А.

р

Наибольшая токовая нагрузка в послеаварийном режиме для «кольца» будет

иметь место при отключении линий, ближайших к источнику «А».

Рассмотрю кольцо (А-10-13-А):

– при обрыве линии А - 10 (наиболее нагруженной будет линия А - 13):

$$S_{A-13\text{авар}} = S_{13} + S_{10} = 25,03 + 35,5 = 60,53 \text{ МВА};$$

$$I_{pA-13}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-13\text{авар}} * \alpha_i * \alpha_t}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}}} = \frac{60,53 * 10^6}{\sqrt{3} * 110 * 10^3} * 1,05 * 1 = 333 \text{ А}$$

– при обрыве линии А - 13 (наиболее нагруженной будет линия А - 10):

$$S_{A-10\text{авар}} = S_{10} + S_{13} = 25,03 + 35,5 = 60,53 \text{ МВА};$$

$$I_{pA-10}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-10\text{авар}} * \alpha_i * \alpha_t}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}}} = \frac{60,53 * 10^6}{\sqrt{3} * 110 * 10^3} * 1,05 * 1 = 333 \text{ А}$$

– поток мощности на участке 13-10 или 10-13 принять тот, который получится больше при обрыве линии А-10 или линии А-13:

$$S_{13-10\text{авар}} = S_{10} = 35,5 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$I_{p13-10}^{\text{авар}} = \frac{S_{13-10\text{авар}} * \alpha_i * \alpha_t}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}}} = \frac{35,5 * 10^6}{\sqrt{3} * 110 * 10^3} * 1,05 * 1 = 195 \text{ А}$$

Затем рассмотрю двухцепные линии А-12', 12-12' и 12'-14:

– обрыв одной цепи линии А - 12':

$$S_{A-12'\text{авар}} = S_{14} + S_{12} = 80,41 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-12'}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-12'\text{авар}} * \alpha_i * \alpha_t}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}}} = \frac{80,41 * 10^6}{\sqrt{3} * 110 * 10^3} * 1,05 * 1 = 443 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии 12-12':

$$S_{12-12'\text{авар}} = S_{12} = 47,01 \text{ МВА}$$

$$I_{p12-12'}^{авар} = \frac{S_{12-12'}^{авар}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{47,01 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 259 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии 6' – 6:

$$S_{12'-14авар} = S_{14} = 33,4 \text{ МВА}$$

$$I_{p12'-14}^{авар} = \frac{S_{12'-14авар}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{33,4 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 184 \text{ А}$$

По вычисленным наибольшим расчетным токовым нагрузкам в послеаварийном режиме по определяю ближайшие большие или равные допустимые токи по нагреву и проверяю ранее выбранные сечения линий по допустимым токам по нагреву:

– для А - 10: $333 \text{ А} \leq I_{доп} = 515 \text{ А}$ для АС–185/43;

– для А - 13: $195 \text{ А} \leq I_{доп} = 450 \text{ А}$ для АС–150/34;

– для 13-10: $195 \text{ А} \leq I_{доп} = 375 \text{ А}$ для АС–120/27;

– для А – 12': $443 \text{ А} \leq I_{доп} = 610 \text{ А}$ для АС–240/56;

– для 12-12': $259 \text{ А} \leq I_{доп} = 375 \text{ А}$ для АС–120/27;

– для 12' - 14: $184 \text{ А} \leq I_{доп} = 375 \text{ А}$ для АС–120/27.

Окончательный выбор сечений проводов заключается в принятии большего сечения из двух вышеперечисленных условий выбора. В данном случае решающим условием выбора сечения является первое условие, т.е. выбор сечения по экономической плотности тока в нормальном режиме. Все полученные результаты запишем в табл. 6.

Таблица 6.

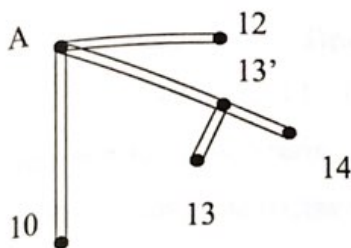
Линия	А - 10	А - 13	13-10	А – 12'	12-12'	12' - 14
$I_{рл}, \text{А}$	176	157	19	222	130	92
Марка провода	АС – 185/43	АС – 150/34	АС – 120/27	АС – 240/56	АС – 120/27	АС – 120/27

$I_{\rho, l}^{звар}, A$	333	195	195	443	259	184
$I_{доп, l}, A$	515	450	375	610	375	375

Выбранные провода удовлетворяют условию по экономической плотности тока и допустимому нагреву в послеаварийном режиме.

7. Выбор схем электрических подстанций

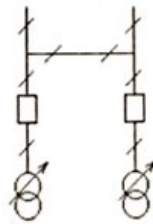
Вариант 1



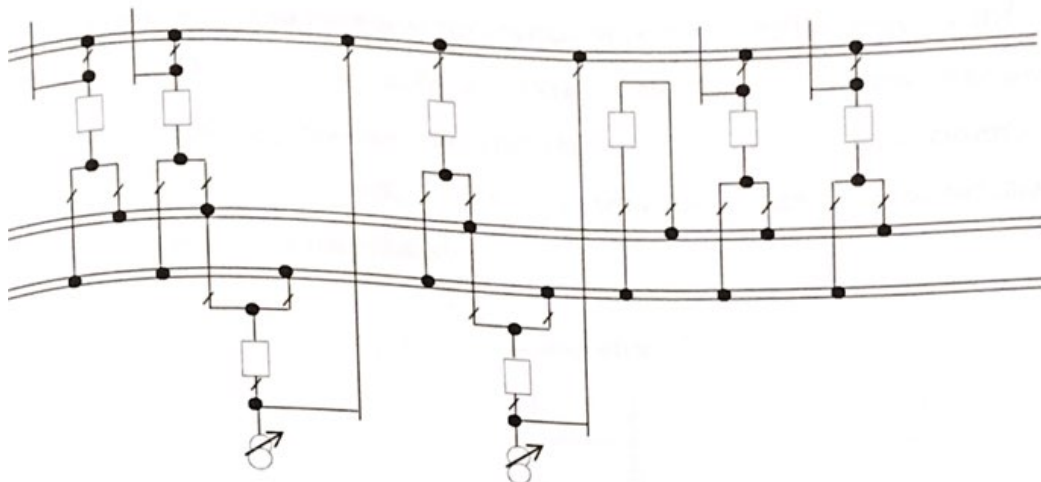
Применение схем распределительных устройств (РУ) на стороне ВН

Для ПС № 10, 12, 13 и 14 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»

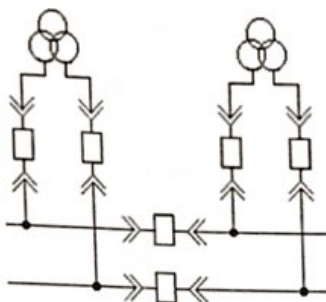


Для центра питания А выбирают схему «две рабочие и обходная система шин» № 13Н.

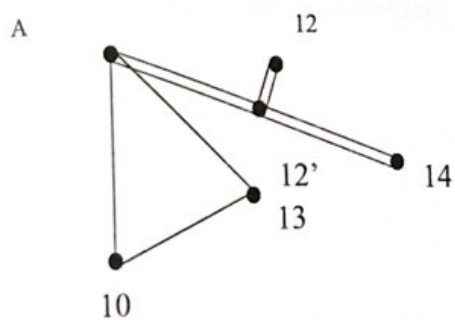


Применение схем РУ 10 кВ

На ПС № 10, 12, 13, 14 применяют схемы 10-2 - две одиночные, экранированные выключателями системы шин, так как на всех этих подстанциях установлены по два трансформатора с расщепленной обмоткой НН.



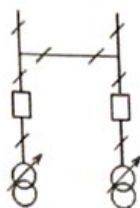
Вариант 2



Применение схем распределительных устройств (РУ) на стороне ВН

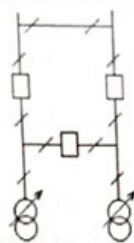
Для ПС № 12 и 14 выбираю схему «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» № 4Н. Применяется на напряжении 35–220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций.

Схема «4Н»

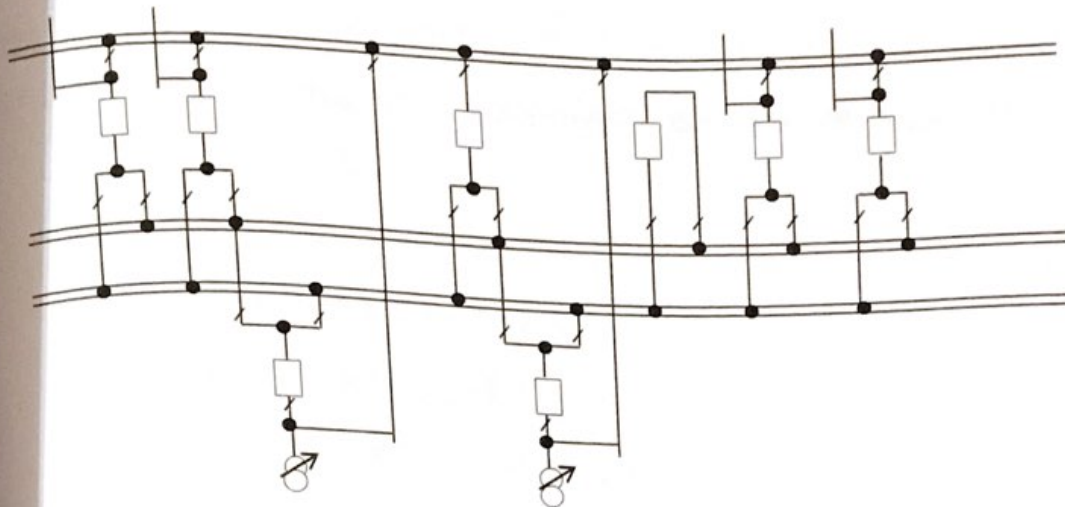


Для ПС № 10 и 13 выбираю схему «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» № 5Н. Применяется для проходных двухтрансформаторных ПС с двухсторонним питанием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при КЗ (повреждении) на ВЛ в нормальном режиме ПС (при равномерном графике нагрузок).

Схема «5Н»

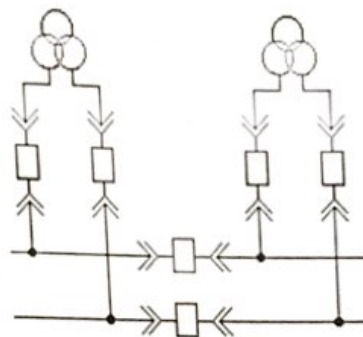


Для центра питания Δ выбираю схему «две рабочие и обходная система шин» №13Н.



Применение схем РУ 10 кВ

На ПС № 10, 12, 13, 14 выбираю схемы - две одиночные, секционированные выключателями системы шин, так как на всех этих подстанциях установлены по два трансформатора с расщепленной обмоткой НН.



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 учитывая, 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 приведены в ценах на 2020 год, коэффициент индексации цен ($K_{\text{пересч.}} = 6$):

– для двухцепных ВЛ:

$$K_{A-10} = 52 \cdot 1440 \cdot 10^3 \cdot 4,27 = 3,197 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{A-12} = 39 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 4,27 = 1,92 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{A-13'} = 53,3 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 4,27 = 2,62 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{13'-14} = 11,7 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 4,27 = 0,57 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{13'-13} = 20,8 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 4,27 = 1,02 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Суммарные капиталовложения в линии:

$$K_{\text{длп}} = (3,197 + 1,92 + 2,62 + 0,57 + 1,02) \cdot 10^8 = 9,327 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Определию капитальные вложения в строительство ПС 110/10 кВ.

Стоимость трансформаторов определим, используя:

$$K_{\text{тр}} = K_{\text{пересч}} \sum_1^4 K_{\text{три}} = 4,27 \cdot (8,6 + 9 + 8,6 + 7,1 + 11,6) \cdot 10^6 = 153,293 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Ориентировочная стоимость компенсирующих устройств.

Таблица 7.

Марка	Стоимость, тыс. руб.	Количество	Итоговая стоимость, тыс. руб.
УКРМ-10,5-3550	1125*6	4	27000
УКРМ-10,5-5600	1925*6	4	46200
УКРМ-10,5-2900	750*6	4	18000
УКРМ-10,5-3950	750*6	4	18000
$K_{\text{ку}}$			109,2*10 ⁶ руб

Стоимость РУ ВН 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	$7300 \times 10 \times 4,27 = 311710$	$12250 \times 4,27 = 52308$	А	364018
РУ-110 кВ. Два блока выключателями неавтоматической переключкой со стороны линий Кру вн	$15200 \times 4,27 = 64904$	$9000 \times 4,27 = 38430$	10,12,13,14	413336
$7,77 \times 10^8$ руб.				

Стоимость РУ НН 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 элегазовых выключателей:

$$K_{рунн} = 4,27 \times (85 \times 10^3 \times 28 \times 4) = 4,065 \times 10^7 \text{ руб.}$$

Таким образом, вложения в распределительные устройства сети $K_{ру} = (7,77 + 4,065) \times 10^8 = 8,18 \times 10^8$ руб.

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

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

$$K_1 = 9,327 \times 10^8 + 153,293 \times 10^8 + 10,92 \times 10^7 + 8,18 \times 10^8 = 20,13 \times$$

0⁸руб.

Расчёт суммарных годовых потерь электроэнергии представлен ниже.

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

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

где T_{MAX} = 4400ч – время, в течение которого используется максимум нагрузки;

$$\Delta W_{T10} = 0,034 * 8760 + 0,17 * \left(\frac{35,5}{2 * 40} \right)^2 * \left(0,124 + \frac{4400}{10000} \right)^2 * 8760 = 391,124$$

МВт*ч

$$\Delta W_{T12} = 0,059 * 8760 + 0,26 * \left(\frac{47,01}{2 * 63} \right)^2 * \left(0,124 + \frac{4400}{10000} \right)^2 * 8760 = 617,69$$

МВт*ч

$$\Delta W_{T13} = 0,025 * 8760 + 0,12 * \left(\frac{25,03}{2 * 25} \right)^2 * \left(0,124 + \frac{4400}{10000} \right)^2 * 8760 = 302,8$$

МВт*ч

$$\Delta W_{T14} = 0,034 * 8760 + 0,17 * \left(\frac{33,4}{2 * 40} \right)^2 * \left(0,124 + \frac{4400}{10000} \right)^2 * 8760 = 380,4$$

МВт*ч

Суммарные потери в трансформаторах:

$$W_{тр}^{\Sigma} = 2 * (391,124 + 617,69 + 302,8 + 380,4) = 3,384 * 10^3 \text{ МВт*ч}$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются как:

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

$$\Delta W_{ЛЭП}^{A-10} = 0,5 * 0,427 * 52 * \left(\frac{17,75}{110} \right)^2 * \left(0,124 + \frac{4400}{10000} \right)^2 * 8760 = 805,51$$

МВт*ч

$$\Delta W_{ЛЭП}^{A-12} = 0,5 * 0,427 * 39 * \left(\frac{23,505}{110} \right)^2 * \left(0,124 + \right.$$

$$\left. \frac{4400}{10000} \right)^2 * 8760 = 1059,4 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-13'} = 0,5 * 0,420 * 53,3 * \left(\frac{29,215}{110}\right)^2 * (0,124 +$$

$$\frac{4400}{10000})^2 * 8760 = 2200 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{13'-14} = 0,5 * 0,427 * 11,7 * \left(\frac{16,7}{110}\right)^2 * (0,124 +$$

$$\frac{4400}{10000})^2 * 8760 = 160,43 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{13'-13} = 0,5 * 0,427 * 20,8 * \left(\frac{12,515}{110}\right)^2 * (0,124 +$$

$$\frac{4400}{10000})^2 * 8760 = 160,18 \text{ МВт*ч}$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}\Sigma} = 805,51 + 1059,4 + 2200 + 160,43 + 160,18 = 4,39 * 10^3 \text{ МВт*ч}$$

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

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

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

$$I_{\Delta W} = 3,25 * (3,384 * 10^3 + 4,39 * 10^3) * 10^3 = 2,53 * 10^7 \text{ руб/год.}$$

Проведём аналогичные расчёты для второго варианта конфигурации сети.

ВАРИАНТ 2

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

Для двухцепных линий:

$$K_{A-12'} = 35,1 * 1440 * 10^3 * 4,27 = 2,16 * 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{12'-14} = 36,4 * 1150 * 10^3 * 4,27 = 1,79 * 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{12-12'} = 13 * 1150 * 10^3 * 4,27 = 0,64 * 10^8 \text{ руб.}$$

Для одноцепных линий:

$$K_{A-10} = 52 * 890 * 10^3 * 4,27 = 1,98 * 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{10-13} = 40,3 * 850 * 10^3 * 4,27 = 1,46 * 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{A-13} = 53,3 * 850 * 10^3 * 4,27 = 1,93 * 10^8 \text{ руб.}$$

Суммарные капиталовложения в линии:

$$K_{длп} = (2,16 + 1,79 + 0,64 + 1,98 + 1,46 + 1,93) * 10^8 = 9,96 * 10^8 \text{ руб.}$$

Определим капитальные вложения в строительство ПС 110/10 кВ. Стоимость трансформаторов определим, используя [4, табл. 7.20]:

$$K_{тр} = K_{пересч} \sum_1^4 K_{три} = 4,27 * (8,6 * 10^6 + 8,6 * 10^6 + 7,1 * 10^6 + 11,6 * 10^6) * 153,293 * 10^6 \text{ руб}$$

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-10.5-3550	1125*6	4	27000
УКРМ-10.5-5600	1925*6	4	46200
УКРМ-10.5-2900	750*6	4	18000
УКРМ-10.5-2950	750*6	4	18000
$K_{ку}$			109,2*10 ⁶ руб

Стоимость РУ ВП 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	7300x8x4,27 = 249368	12250x4,27 = 52308	А	301676

РУ-110 кВ. Два лока выключате- лями и автомати- ческой перемычкой со стороны линий	$15200 \times 4,27 = 64904$	$9000 \times 4,27 = 38430$	12,14	206700
РУ-110 кВ. Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	$30000 \times 4,27 = 128100$	$9000 \times 4,27 = 38430$	10,13	333060
$K_{ру\text{ вн}}$	$8,414 \cdot 10^8 \text{ руб.}$			

Стоимость РУ НН с вакуумными выключателями.

Каждая из ПС с трансформаторами ТРДН должна быть оснащена: четырьмя вводными ячейками, одна из которых с секционным выключателем, одна с секционным разъединителем, четыре ячейки с трансформаторами напряжения и две ячейки для подключения трансформаторов собственных нужд.

Стоимость 28 ячеек РУ НН для каждой ПС определяю, используя для элегазовых выключателей:

$$K_{ру\text{ нн}} = 4,27 \cdot (85 \cdot 10^3 \cdot 28 \cdot 4) = 4,065 \cdot 10^7 \text{ руб.}$$

Таким образом, вложения в распределительные устройства сети

$$K_{ру} = (8,414 + 4,065) \cdot 10^7 = 8,8205 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Итоговые капитальные затраты на строительство электрической сети 110/10 кВ определяю следующим образом:

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

$$K_2 = 9,96 \cdot 10^8 + 153,293 \cdot 10^6 + 10,92 \cdot 10^7 + 8,8205 \cdot 10^8 = 21,405 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Расчёт суммарных годовых потерь электроэнергии представлен ниже.

По потери электрической энергии в трансформаторе определяю формулой:

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

где $T_{\text{МАХ}} = 4400$ ч – время, в течение которого используется максимум нагрузки;

$$\Delta W_{\tau 10} = 0,034 * 8760 + 0,17 * \left(\frac{35,5}{2 * 40}\right)^2 * \left(0,124 + \frac{4400}{10000}\right)^2 * 8760 = 391,124 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\tau 12} = 0,059 * 8760 + 0,26 * \left(\frac{47,01}{2 * 63}\right)^2 * \left(0,124 + \frac{4400}{10000}\right)^2 * 8760 = 617,69 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\tau 13} = 0,025 * 8760 + 0,12 * \left(\frac{25,03}{2 * 25}\right)^2 * \left(0,124 + \frac{4400}{10000}\right)^2 * 8760 = 302,8 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\tau 14} = 0,034 * 8760 + 0,17 * \left(\frac{33,4}{2 * 40}\right)^2 * \left(0,124 + \frac{4400}{10000}\right)^2 * 8760 = 380,4 \text{ МВт*ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$W_{\text{тр}}^{\Sigma} = 2 * (391,124 + 617,69 + 302,8 + 380,4) = 3,384 * 10^3 \text{ МВт*ч}$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяю как:

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

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Delta-10} = 0,413 * 52 * \left(\frac{31,98}{110}\right)^2 * \left(0,124 + \frac{4400}{10000}\right)^2 * 8760 = 5058,096 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Delta-13} = 0,420 * 53,3 * \left(\frac{28,55}{110}\right)^2 * \left(0,124 + \frac{4400}{10000}\right)^2 * 8760 = 4202,09 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{10-13} = 0,427 * 40,3 * \left(\frac{3,52}{110}\right)^2 * \left(0,124 + \frac{4400}{10000}\right)^2 * 8760 = 49,1 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Delta-12'} = 0,5 * 0,405 * 35,1 * \left(\frac{40,205}{110}\right)^2 * \left(0,124 + \frac{4400}{10000}\right)^2 * 8760 = 2645,9 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{12'-12} = 0,5 * 0,427 * 13 * \left(\frac{23,505}{110}\right)^2 * \left(0,124 + \frac{4400}{10000}\right)^2 * 8760 = 353,13 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{12'-14} = 0,5 * 0,427 * 36,4 * \left(\frac{16,7}{110}\right)^2 * \left(0,124 + \frac{4400}{10000}\right)^2 * 8760 = 499,12 \text{ МВт*ч}$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Sigma} = 5058,096 + 4202,09 + 49,1 + 2645,9 + 353,13 + 499,12 = 12,807 * 10^3 \text{ МВт*ч}$$

Стоимость электроэнергии на 2020 г. составляет 3,25 руб/кВт*ч. Стоимость потерь электроэнергии определяю следующим образом:

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

$$И_{\Delta W} = 3,25 * (12,807 * 10^3 + 3,384 * 10^3) * 10^3 = 5,26 * 10^7 \text{ руб/год.}$$

Сравню экономическую эффективность обоих вариантов.

Объём реализованной продукции:

$$Q_p = T_{\text{MAX}} * \sum P * 3,25 = 4400 * (35 + 45 + 24 + 32) * 3,25 * 10^3 = 1,93 * 10^9 \text{ руб.}$$

Издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание определяю как:

$$I_{\text{АРО}} = K * \alpha, \text{ где } \alpha = 2,8\%$$

$$I_{\text{АРО}(1)} = 2,013 * 10^9 * 0,028 = 5,64 * 10^7 \text{ руб/год}$$

$$I_{\text{АРО}(2)} = 2,1405 * 10^9 * 0,028 = 5,99 * 10^7 \text{ руб/год}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W1} = 2,53 * 10^7 \text{ руб/год.}$$

$$I_{\Delta W2} = 5,26 * 10^7 \text{ руб/год.}$$

Суммарные издержки определяю следующим образом:

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

$$I_{\Sigma(1)} = 5,64 * 10^7 + 2,53 * 10^7 = 8,17 * 10^7 \text{ руб/год}$$

$$I_{\Sigma(2)} = 5,99 * 10^7 + 5,26 * 10^7 = 11,25 * 10^7 \text{ руб/год}$$

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

$$\Pi_1 = 1,93 * 10^9 - 8,17 * 10^7 = 1,8483 * 10^9 \text{ руб/год}$$

$$\Pi_2 = 1,93 * 10^9 - 11,25 * 10^7 = 1,8175 * 10^9 \text{ руб/год}$$

Налог на прибыль принимаем 20 % на 2020 г.:

$$\Pi_1 = 0,2 * \Pi_1 = 0,2 * 1,8483 * 10^9 = 0,369 * 10^9 \text{ руб/год}$$

$$\Pi_2 = 0,2 * \Pi_2 = 0,2 * 1,8175 * 10^9 = 0,363 * 10^9 \text{ руб/год}$$

Рентабельности сети вычисляю по формуле:

$$P = \frac{Q_p - I_{\Sigma} - \Pi}{K}$$

$$P_1 = \frac{1,93 * 10^9 - 8,17 * 10^7 - 0,369 * 10^9}{2,1405 * 10^9} = 0,73$$

$$P_2 = \frac{1,93 \cdot 10^9 - 11,25 \cdot 10^7 - 0,363 \cdot 10^9}{2,013 \cdot 10^9} = 0,679$$

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

Определию срок окупаемости: $T_{ок} = \frac{K}{\Pi + I_{\Sigma}}$

$$T_{ок(1)} = \frac{2,013 \cdot 10^9}{1,8483 \cdot 10^9 + 8,17 \cdot 10^7} = 1,04 \text{ года}$$

$$T_{ок(2)} = \frac{2,1405 \cdot 10^9}{1,8175 \cdot 10^9 + 11,25 \cdot 10^7} = 1,1 \text{ года}$$

Так как в качестве критерия сравнения был взят срок окупаемости, то, определив и проанализировав технико-экономические характеристики двух вариантов районных электрических сетей, я пришла к выводу, что срок окупаемости схемы под номером 7 ниже. Поэтому для дальнейших расчетов выбираем вариант № 1.

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:

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

Где $S_{н.i}$ – 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 исходя из марки провода), См/км; L_l – длина линии, км.

Для параллельных линий:

$$b_l = 2b_0 L_l$$

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

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

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

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

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

Потери полной мощности в трансформаторе определяю как:

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

Для ПС № 10 (2×ТРДН – 40000/110):

$$\Delta P_{10} = \Delta P_x + \frac{\Delta P_k S_{10}^2}{S_{\text{ном}}^2}$$

$$\Delta P_{10} = 34 \cdot 10^3 + \frac{170 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{35,5}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 0,067 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{10} = \frac{0,55 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{35,5}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 1,047 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{10} = 0,067 + j1,047 \text{ МВА}$$

Для ПС № 12 (2×ТРДЦН – 63000/110):

$$\Delta P_{12} = 59 \cdot 10^3 + \frac{260 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{47,01}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(63 \cdot 10^6)^2} = 0,095 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{0,6 \cdot 63 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{47,01}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} = 1,298 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_6 = 0,095 + j1,298 \text{ МВА}$$

Для ПС № 13 (2×ТРДН – 25000/110):

$$\Delta P_{13} = 25 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{25,03}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,055 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{13} = \frac{0,45 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{25,03}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 0,7625 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{13} = 0,055 + j0,7625 \text{ МВА}$$

Для ПС № 14 (2×ТРДН – 40000/110):

$$\Delta P_{14} = 34 \cdot 10^3 + \frac{170 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{33,4}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 0,063 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{14} = \frac{0,55 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{33,4}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 0,95 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{14} = 0,063 + j0,95 \text{ МВА}$$

Определим расчетные нагрузки по каждому трансформатору соответствующих ПС:

$$S_{\text{расч.}i} = \frac{1}{2} S_{\text{н.}i} + \Delta S_i - jQ_c = \frac{1}{2} \cdot S_{\text{н.}i} + \Delta S_i - j \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 \cdot 2b_0 \cdot L$$

$$S_{\text{расч.}10} = \frac{1}{2} \cdot (34 + j10,28) + 0,067 + j1,047 - j \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2(2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 52) = 17,067 + j4,517 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{расч.}12} = \frac{1}{2} \cdot (45 + j13,6) + 0,095 + j1,298 - j \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2(2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 39) = 22,595 + j6,838 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{расч.}13} = \frac{1}{2} \cdot (24 + j7,12) + 0,055 + j0,7625 - j \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2(2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 20,8) = 12,055 + j3,65 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{расч.}14} = \frac{1}{2} \cdot (32 + j9,64) + 0,063 + j0,95 - j \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2(2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 11,7) = 16,063 + j5,393 \text{ МВА}$$

9.2. Расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линии

Вариант 1

Определим полные сопротивления линий.

Линия	Марка провода	$z_{л} = (r_0 + jx_0)L_{л}$
A - 10	АС-120/27	$z_{A-10} = (0,244 + j0,427) * 52 = 12,688 + j22,2$
A - 12	АС - 120/27	$z_{A-12} = (0,244 + j0,427) * 39 = 9,516 + j16,653$
A-13'	АС - 150/34	$z_{A-13'} = (0,204 + j0,420) * 53,3 = 10,87 + j22,4$
13'-13	АС-120/27	$z_{13'-13} = (0,244 + j0,427) * 20,8 = 5,08 + j8,88$
13'-14	АС-120/27	$z_{13'-14} = (0,244 + j0,427) * 11,7 = 2,85 + j5$

Определим потоки мощности (без учета потерь мощности)

Для линии A - 10:

$$S_{A-10}^K = S_{p10} = 17,067 + j4,517 \text{ МВ} * \Lambda$$

$$\Delta S_{z,A-10} = \frac{(P_{A-10}^K)^2 + (Q_{A-10}^K)^2}{U_{ном}^2} Z_{A-10} = \frac{17,067^2 + 4,517^2}{110^2} (12,688 + j22,2) = 0,33 + j0,58$$

МВА

Мощность в начале линии A - 10:

$$S_{A-10}^H = S_{A-10}^K + \Delta S_{z,A-10} - 0,5Q_{A-10} = 17,067 + j4,517 + 0,33 - j1,67 = 17,397 + j3,427 \text{ МВА}$$

Для линии A - 12:

$$S_{A-12}^K = S_{p12} = 22,595 + j6,838 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{z,A-12} = \frac{(P_{A-12}^K)^2 + (Q_{A-12}^K)^2}{U_{ном}^2} Z_{A-12} = \frac{22,595^2 + 6,838^2}{110^2} (9,516 + j16,653) = 0,438 + j0,766$$

МВА

$$S_{A-12}^H = S_{A-12}^K + \Delta S_{z,A-12} - 0,5Q_{A-12} = 22,595 + j6,838 + 0,438 + j0,766 - j1,26 = 23,033 + j6,344 \text{ МВА}$$

Для линии 13'-14:

$$S_{13'-14}^K = 16,063 + j5,393 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{z,13'-14} = \frac{(P_{13'-14}^K)^2 + (Q_{13'-14}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} Z_{13'-14} = \frac{16,063^2 + 5,393^2}{110^2} (2,85 + j4,996) = 0,0684 + j0,12 \text{ МВА}$$

$$S_{13'-14}^H = S_{13'-14}^K + \Delta S_{z,13'-14} - 0,5Q_{13'-14} = 16,063 + j5,393 + 0,0684 + j0,12 - j0,377 = 16,13 + j5,136 \text{ МВА}$$

Для линии 13' - 13:

$$S_{13'-13}^K = S_{p13} = 12,055 + j3,65 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{z,13'-13} = \frac{(P_{13'-13}^K)^2 + (Q_{13'-13}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} Z_{13'-13} = \frac{12,055^2 + 3,65^2}{110^2} (5,08 + j8,88) = 0,066 + j0,155 \text{ МВА}$$

$$S_{13'-13}^H = S_{13'-13}^K + \Delta S_{z,13'-13} - \frac{1}{2}jQ_{c,13'-13} = 12,055 + j3,65 + 0,066 + j0,115 - j0,67 = 12,121 + j3,095 \text{ МВА}$$

Для линии А-13':

$$S_{A-13'}^K = S_{13'-14}^H + S_{13'-13}^H = 28,251 + j8,231 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{z,A-13'} = \frac{(P_{A-13'}^K)^2 + (Q_{A-13'}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} Z_{A-13'} = \frac{28,251^2 + 8,231^2}{110^2} (5,44 + j11,19) = 0,38 + j0,78 \text{ МВА}$$

$$S_{A-13'}^H = S_{A-13'}^K + \Delta S_{z,A-13'} - \frac{1}{2}jQ_{c,A-13'} = 28,251 + j8,231 + 0,38 + j0,78 - j1,75 = 28,631 + j7,261 \text{ МВА}$$

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

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

$$U'_{13'} = U_{A\text{max}} - \frac{P_{A-13'}^H r_0 L_{A-13'} + Q_{A-13'}^H x_0 L_{A-13'}}{U_{A\text{max}}}$$

$$U'_{13'} = 116 - \frac{28,631 * 0,204 * 53,3 + 7,261 * 0,42 * 53,3}{116} = 111,92 \text{ кВ}$$

Для ПС № 14:

$$U_{14} = U'_{13'} - \frac{P_{13'-14}^H r_0 L_{13'-14} + Q_{13'-14}^H x_0 L_{13'-14}}{U'_{13'}}$$

$$U_1 = 111,92 - \frac{16,13 * 0,244 * 11,7 + 5,136 * 0,427 * 11,7}{111,92} = 111,28 \text{ кВ}$$

Для ПС № 13:

$$U_{13} = U'_{13'} - \frac{P_{13'-13}^H r_0 L_{13'-13} + Q_{13'-13}^H x_0 L_{13'-13}}{U'_{13'}}$$

$$U_{13} = 111,92 - \frac{12,121 * 0,244 * 20,8 + 3,095 * 0,427 * 20,8}{111,92} = 111,13 \text{ кВ}$$

Для ПС № 10:

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

$$U_{10} = 116 - \frac{17,397 * 0,244 * 52 + 3,427 * 0,427 * 52}{116} = 113,44 \text{ кВ}$$

Для ПС № 12:

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

$$U_{12} = 116 - \frac{23,033 * 0,204 * 39 + 6,344 * 0,427 * 39}{116} = 113,2 \text{ кВ}$$

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 10,12,13 и 14 определяется следующим образом:

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

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:

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

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

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

$$R_{ТН1} = R_{ТН2} = 2 R_{ТВ}$$

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

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

Определяю соответствующие показатели для всех подстанций.

Для ПС № 13 (2×ТРДН – 25000 / 110):

$$P'_{H13} = \frac{24}{2} + 0,055 - 0,025 = 11,805 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H13} = \frac{7,12}{2} + 0,7625 - 0,175 = 4,15 \text{ Мвар}$$

$$R_{ТВ13} = \frac{120 * 10^3 * (115 * 10^3)^2}{2(25 * 10^6)^2} = 1,27 \text{ Ом}$$

$$R_{ТН1} = R_{ТН2} = 2 * 1,27 = 2,54 \text{ Ом}$$

$$X_{ТВ13} = \frac{10,5 * (115 * 10^3)^2}{100 * (25 * 10^6)} \left(1 - \frac{3,62}{4} \right) = 5,28 \text{ Ом}$$

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

$$U'_{H13} = \frac{111,13}{2} +$$

$$\sqrt{\frac{111,13^2}{4} - \left[\left(11,805 * 1,27 + \frac{11,805}{2} * 2,54 \right) + \left(4,15 * 5,28 + \frac{4,15}{2} * 100,5 \right) \right]} =$$

108,74 кВ

Для ПС № 12 (2×ТРДЦН - 63000 / 110):

$$P'_{H12} = \frac{45}{2} + 0,095 - 0,059 = 22,536 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H12} = \frac{13,6}{2} + 1,298 - 0,41 = 7,688 \text{ Мвар}$$

$$R_{ТВ12} = \frac{260 * 10^3 * (115 * 10^3)^2}{2(63 * 10^6)^2} = 0,433 \text{ Ом}$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2 * 0,43 = 0,866 \text{ Ом}$$

$$X_{TH12} = \frac{10,5 * (115 * 10^3)^2}{100 * (63 * 10^6)} \left(1 - \frac{3,62}{4} \right) = 2,09 \text{ Ом}$$

$$X_{TH1} = X_{TH2} = \frac{10,5 * (115 * 10^3)^2}{100 * (63 * 10^6)} * \frac{3,62}{2} = 39,9 \text{ Ом}$$

$$U'_{H12} = \frac{113,2}{2} +$$

$$\sqrt{\frac{113,2^2}{4} - \left[\left(22,536 * 0,433 + \frac{22,536}{2} * 0,866 \right) + \left(7,688 * 2,09 + \frac{7,688}{2} * 39,9 \right) \right]} =$$

111,5 кВ

Для ПС № 10 и 14 (2×ТРДЦН - 40000 / 110):

$$P'_{H10} = \frac{34}{2} + 0,067 - 0,034 = 17,03 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H10} = \frac{10,28}{2} + 1,047 - 0,26 = 5,297 \text{ Мвар}$$

$$P'_{H14} = \frac{32}{2} + 0,063 - 0,034 = 16,029 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H14} = \frac{9,64}{2} + 0,95 - 0,26 = 5,51 \text{ Мвар}$$