



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(ФГБОУ ВО «КГЭУ»)

Институт электроэнергетики и электроники
(полное название института)

Электроэнергетические системы и сети
(полное название кафедры)

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

по дисциплине « Подготовка проектов и расчетов режимов, параметров
объектов электрических сетей »

Выполнил:

Ялалдинов Рашид Расимович
обучающийся 4 курса группы ЭС-3-17
(подпись)

Руководитель работы:

Валиуллина Д.М. доцент, ЭСиС
(ФИО, должность, кафедра)

Работа выполнена и
защищена с оценкой

хорошо

Дата защиты 13.01.2021

(подпись руководителя) (дата)

13.01.2021

Члены комиссии:

доцент
(должность)

ст. преп.
(должность)

(подпись)

А. К. Сабитов
(И.О. Фамилия)

Ю. К. Ильзова
(И.О. Фамилия)

Казань, 2021 г.

Вариант 26.

1. Исходные данные

Масштаб:

в 1 клетке – 8 км.

Коэффициент активной мощности на подстанции «А»:

$$\cos\varphi_A = 0,95.$$

Напряжение на шинах подстанции «А», кВ:

$$U_{\max} = 119; U_{\text{авар}} = 110.$$

Район по гололеду: I

Число часов использования максимальной нагрузки, час/год:

$$T_{\max} = 3700.$$

Продолжительность перегрузки силовых трансформаторов в течение суток

$$t_{\text{перет.сут.}} = 8 \text{ ч.}$$

Максимальная активная нагрузка на подстанции, МВт:

$$P_{\max 4} = 27; P_{\max 10} = 38; P_{\max 12} = 32; P_{\max 14} = 24.$$

Коэффициенты реактивной мощности нагрузки на подстанциях имеют следующие значения:

$$\cos\varphi_4 = 0,79; \cos\varphi_{10} = 0,81; \cos\varphi_{12} = 0,78; \cos\varphi_{14} = 0,83.$$

В составе потребителей на всех ПС имеются нагрузки I и II категорий по надежности электроснабжения с преобладанием нагрузок II категории.
Стоимость электроэнергии – 2,43 руб./кВт·ч.

RAPHAËL I

Длины трасс линий:

$$L_{i-4}=28 \text{ км}; L_{i-12}=20 \text{ км}; L_{A-12}=12 \text{ км}; L_{i-14}=21,6 \text{ км}; L_{i+10}=21,6 \text{ км};$$

$$L_{i+10}=17,6 \text{ км}$$

Заранее рассчитаем перетоки активных мощностей без учета потерь мощности, используя вместо сопротивлений длины линий.

Расчет начинаем с замкнутого контура (кольца) А-4-12-А.

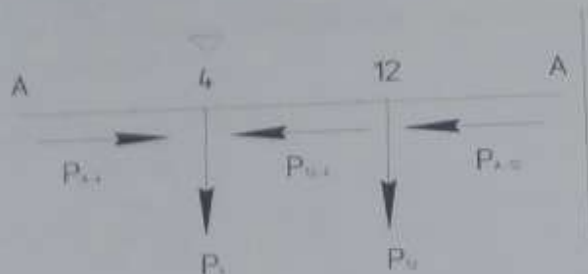


Рис. 2. Точка потокоораздела 4 и направление мощностей контура А-4-12-А

Перетоки мощности, без учета потерь в линии, для соответствующих линий, определяются следующим образом:

$$P_{A-4} = \frac{P_4(L_{4-12} + L_{A-12}) + P_{12}L_{A-12}}{L_{A-4} + L_{4-12} + L_{A-12}} = \frac{27 \cdot (20+12) + 32 \cdot 12}{28+20+12} = 20,8 \text{ МВт}$$

$$P_{A-12} = \frac{P_{12}(L_{4-12} + L_{A-4}) + P_4L_{A-4}}{L_{A-4} + L_{4-12} + L_{A-12}} = \frac{32 \cdot (20+28) + 27 \cdot 28}{28+20+12} = 38,2 \text{ МВт}$$

По первому закону Кирхгофа найдем мощность на участке 12-4:

$$P_{12-4} = P_{A-12} - P_{12} = 38,2 - 20,8 = 17,4 \text{ МВт}$$

Рассмотрим 2-е замкнутое кольцо А-14-10-А:

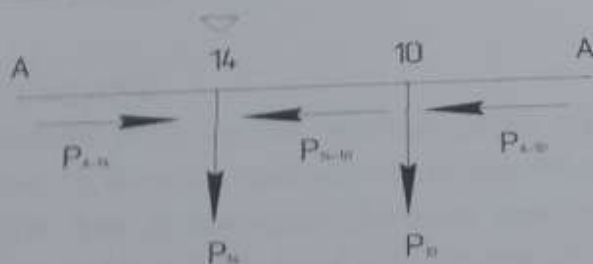


Рис. 3. Точка потокоораздела 14 и направление мощностей контура А-14-10-А

$$P_{A-14} = \frac{P_{14}(L_{14-10} + L_{A-10}) + P_{10}L_{A-10}}{L_{A-14} + L_{14-10} + L_{A-10}} = \frac{24 \cdot (21,6+17,6) + 38 \cdot 17,6}{21,6+21,6+17,6} = 26,47 \text{ МВт}$$

$$P_{A-10} = \frac{P_{10}(L_{14-10} + L_{A-14}) + P_{14}L_{A-14}}{L_{A-14} + L_{14-10} + L_{A-10}} = \frac{38 \cdot (21,6+21,6) + 24 \cdot 21,6}{21,6+21,6+17,6} = 35,53 \text{ МВт}$$

Определим по первому закону Кирхгофа мощность на участке 14-10:

$$P_{14-10} = P_{A-10} - P_{10} = 35,53 - 26,47 = 9,06 \text{ МВт}$$

3. Баланс реактивной и потребление активной мощностей в проектируемой электрической сети.

Найдем наибольшую суммарную активную мощность, потребляемую в проектируемой сети, зная, что

$\Delta P_{\Sigma} = 0,05$ - Потери активной мощности;

$k_0 = 0,95$ - одновременно потребляемая активная мощность.

$$P_{\Sigma, \max} = (k_0 + \Delta P_{\Sigma}) (P_1 + P_2 + P_3 + P_{10}) = (0,95 + 0,05)(27+38+32+24) = 121 \text{ МВт.}$$

Найдем наибольшую реактивную нагрузку i -го узла $Q_{нб,i}$, Мвар, и наибольшую полную нагрузку i -го узла $S_{нб,i}$, МВ·А:

$$Q_{нб,i} = P_{нб,i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, (3.1)$$

$$S_{нб,i} = \sqrt{P_{нб,i}^2 + Q_{нб,i}^2}, (3.2)$$

Для 4-й подстанции наибольшая реактивная нагрузка:

$$Q_{нб,4} = P_{нб,4} \cdot \operatorname{tg} \varphi_4 = 21 \cdot 0,78 = 21,06 \text{ Мвар};$$

для 10, 12, 14-й подстанций

$$Q_{нб,10} = P_{нб,10} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{10} = 38 \cdot 0,72 = 27,36 \text{ Мвар};$$

$$Q_{нб,12} = P_{нб,12} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{12} = 32 \cdot 0,8 = 25,6 \text{ Мвар};$$

$$Q_{нб,14} = P_{нб,14} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{14} = 24 \cdot 0,67 = 16,08 \text{ Мвар};$$

Для 4-й подстанции наибольшая полная нагрузка:

$$S_{нб,4} = \sqrt{P_{нб,4}^2 + Q_{нб,4}^2} = \sqrt{27^2 + 21,06^2} = 34,24 \text{ МВ·А}$$

для 10, 12, 14-й подстанций:

$$S_{нб,10} = \sqrt{P_{нб,10}^2 + Q_{нб,10}^2} = \sqrt{38^2 + 27,36^2} = 46,82 \text{ МВ·А}$$

$$S_{нб,12} = \sqrt{P_{нб,12}^2 + Q_{нб,12}^2} = \sqrt{32^2 + 25,6^2} = 40,98 \text{ МВ·А}$$

$$S_{нб,14} = \sqrt{P_{нб,14}^2 + Q_{нб,14}^2} = \sqrt{24^2 + 16,08^2} = 28,89 \text{ МВ·А}$$

Для оценки потерь реактивной мощности в трансформаторах воспользуемся формулой (2.4). Так как мы рассматриваем электрическую сеть с одной трансформацией напряжения 110/10 кВ, то α_T примем равным 1.

$$\Delta Q_{T,\Sigma} = 0,1 \alpha_T (S_{нб,4} + S_{нб,10} + S_{нб,12} + S_{нб,14}) = 0,1 [1(34,24 + 46,82 + 40,98 + 28,89)] = 15,093 \text{ Мвар.}$$

Наибольшая реактивная мощность $Q_{п,нб}$,

$$Q_{п,нб} = 0,98 (Q_{нб,4} + Q_{нб,10} + Q_{нб,12} + Q_{нб,14}) + \Delta Q_{T,\Sigma} = 88,3 \text{ Мвар}$$

4. Выбор типа, мощности и места установки компенсирующих устройств.

Полученное значение суммарной потребляемой реактивной мощности $Q_{п,нб} = 88,3$ Мвар сравниваем со значением реактивной мощности Q_c , которую целесообразно получать из системы в проектируемую сеть, удовлетворяющей балансу реактивной мощности в системе:

$$Q_c = P_{п,нб} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\Lambda}$$

где $P_{п,нб}$ – наибольшая суммарная активная мощность, потребляемая в проектируемой сети, определена выше; $\operatorname{tg} \varphi_{\Lambda} = 0,328$;

$$Q_c = P_{п,нб} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\Lambda} = 121 \cdot 0,43 = 39,93 \text{ Мвар}$$

При $Q_{п,нб} > Q_c$ в проектируемой сети необходимо установить компенсирующие устройства, суммарная мощность которых определяется по формуле:

$$Q_{к\Sigma} = Q_{п,нб} - Q_c = 88,3 - 39,93 = 48,37 \text{ Мвар}$$

Найти мощности конденсаторных батарей по условию минимизации приведенных затрат на передачу реактивной мощности с использованием экономического значения $\operatorname{tg} \varphi_{\text{ЭК}} = 0,3$.

Найдем по первому условию мощности (расчетные) конденсаторных установок, предусматриваемых на каждой ПС, используя формулу (2.7) части I:

– для 4-й подстанции:

$$Q_{к,4} = P_{нб,4} (\operatorname{tg} \varphi_{\Lambda} - \operatorname{tg} \varphi_{\text{ЭК}}) = 27(0,78 - 0,363) = 12,15;$$

– для 10, 12, 14-й подстанций:

$$Q_{k,10} = P_{нб,10} (\operatorname{tg} \varphi_{10} - \operatorname{tg} \varphi_s) = 38(0,72 - 0,363) = 14,82 \text{ Мвар};$$

$$Q_{k,12} = P_{нб,12} (\operatorname{tg} \varphi_{12} - \operatorname{tg} \varphi_s) = 32(0,8 - 0,363) = 15,04 \text{ Мвар};$$

$$Q_{k,14} = P_{нб,14} (\operatorname{tg} \varphi_{14} - \operatorname{tg} \varphi_s) = 24(0,67 - 0,363) = 8,16 \text{ Мвар}.$$

Найдем по второму условию мощности (расчетные) конденсаторных установок, предусматриваемых на каждой ПС, используя формулу (2.8) части I:

- для 4-й подстанции:

$$Q_{k,4} = P_{нб,4} (\operatorname{tg} \varphi_4 - \operatorname{tg} \varphi_s) = 27(0,78 - 0,3) = 12,96 \text{ Мвар};$$

для 10, 12, 14-й подстанций:

$$Q_{k,10} = P_{нб,10} (\operatorname{tg} \varphi_{10} - \operatorname{tg} \varphi_s) = 38(0,72 - 0,3) = 15,96 \text{ Мвар};$$

$$Q_{k,12} = P_{нб,12} (\operatorname{tg} \varphi_{12} - \operatorname{tg} \varphi_s) = 32(0,8 - 0,3) = 16 \text{ Мвар};$$

$$Q_{k,14} = P_{нб,14} (\operatorname{tg} \varphi_{14} - \operatorname{tg} \varphi_s) = 24(0,67 - 0,3) = 8,88 \text{ Мвар}.$$

Результаты выбора сводим в табл. 4.1.

Таблица 4.1. Тип и количество КУ в узлах

Номер узла	Количество КУ	Тип КУ
4	4	УКРМ-10,5-5200-УЗ
10	4	УКРМ-10,5-6800-УЗ
12	4	УКРМ-10,5-6300-УЗ
14	4	УКРМ-10,5-4000-УЗ

Затем уточняем суммарную установленную реактивную мощность конденсаторных установок (КУ) $Q_{k,i}$ на каждой ПС:

- для 4-го узла $Q_{k,4}$: $4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 5200 = 20,8 \text{ Мвар};$
- для 10-го узла $Q_{k,10}$: $4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 6800 = 27,2 \text{ Мвар};$
- для 12-го узла $Q_{k,12}$: $4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 6300 = 25,2 \text{ Мвар};$
- для 14-го узла $Q_{k,14}$: $4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 4000 = 16 \text{ Мвар}.$

Далее с учетом установленных мощностей КУ на каждой ПС найдем реактивную мощность, потребляемую каждой подстанцией (в узлах) от системы:

$$Q_i = Q_{нб,i} - Q_{k,i}, \quad (4.2)$$

где $Q_{k,i}$ – мощность конденсаторных батарей, которые должны быть установлены на каждой подстанции, Мвар:

$$Q_4 = Q_{нб,4} - Q_{k,4} = 21,06 - 20,8 = 0,26 \text{ Мвар};$$

$$Q_{10} = Q_{нб,10} - Q_{k,10} = 27,36 - 27,2 = 0,16 \text{ Мвар};$$

$$Q_{12} = Q_{нб,12} - Q_{k,12} = 25,6 - 25,2 = 0,4 \text{ Мвар};$$

$$Q_{14} = Q_{нб,14} - Q_{k,14} = 16,08 - 16 = 0,08 \text{ Мвар}.$$

Найдем полные мощности S_i для каждой ПС, которые будут забираться от системы с учетом установки на подстанциях компенсирующих устройств:

$$S_i = P_{нб,i} + jQ_i, \quad (4.3)$$

где Q_i – реактивная мощность, потребляемая в узлах из системы с учетом установки компенсирующих устройств, Мвар:

$$S_4 = P_{нб,4} + jQ_4 = 27 + j0,26 = 27,0001 \text{ МВА};$$

$$S_{10} = P_{нб,10} + jQ_{10} = 38 + j0,16 = 38,0003 \text{ МВА};$$

$$S_{12} = P_{нб,12} + jQ_{12} = 32 + j0,4 = 32,0025 \text{ МВА};$$

$$S_{14} = P_{нб,14} + jQ_{14} = 24 + j0,08 = 24,0001 \text{ МВА};$$

5. Выбор трансформаторов понижающих подстанций.

Выбор количества трансформаторов выполняем с учетом категории потребителей по степени надежности электроснабжения. В нашей проектируемой сети на всех подстанциях имеются потребители I и II категории и $P_{\text{max}} \geq 10$ МВт, поэтому число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух.

Расчетная мощность одного трансформатора на подстанции с учетом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$S_{\text{расч.тр}} = S_i / K_{\text{перег.тр}}$$

где $K_{\text{перег.тр}}$ – допустимый коэффициент перегруза для трансформаторов при продолжительности перегрузки в течение суток, равной, согласно заданию, $t_{\text{перег.сут.}} = 8$ ч.; S_i – мощность, потребляемая в узлах (на подстанциях) из системы, т.е. с учетом установки КУ:

- для ПС №4: $S_{\text{расч.тр4}} = \frac{S_4}{K_{\text{перег.тр}}} = \frac{27,0001}{1,1} = 24,55$ МВА;

- для ПС №10: $S_{\text{расч.тр10}} = \frac{S_{10}}{K_{\text{перег.тр}}} = \frac{38,0003}{1,1} = 34,54$ МВА;

- для ПС №12: $S_{\text{расч.тр12}} = \frac{S_{12}}{K_{\text{перег.тр}}} = \frac{32,0025}{1,1} = 29,09$ МВА;

- для ПС №14: $S_{\text{расч.тр14}} = \frac{S_{14}}{K_{\text{перег.тр}}} = \frac{24,0001}{1,1} = 21,82$ МВА.

Выбранные трансформаторы приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1.

Результаты выбора трансформаторов

Номер узла	Полная мощность в узле, МВ·А	Расчетная мощность одного трансформатора	Принятые количество, тип и мощность трансформаторов
4	27,0001	24,55	2 × ТРДН – 25000/110
10	38,0003	34,54	2 × ТРДН – 40000/110
12	32,0025	29,09	2 × ТРДН – 40000/110
14	24,0001	21,82	2 × ТРДН – 25000/110

Справочные данные трехфазных двухобмоточных трансформаторов с обмоткой низшего напряжения, расщепленной на две напряжением 110 кВ, приведены в табл. 5.2.

Таблица 5.2. Данные трехфазных двухобмоточных трансформаторов

Справочные данные	ТРДН – 25000 /110	ТРДН – 40000 /110
$S_{ном}, МВ \cdot А$	25	40
Пределы регулирования на стороне ВН	$\pm 9 \times 1,78\%$	$\pm 9 \times 1,78\%$
$U_{номВН}, кВ$	115	115
$U_{номНН}, кВ$	10,5	10,5
$U_{кВН-НН}, \%$	10,5	10,5
$U_{кВН-НН1 (ВН-НН2)}, \%$	20	20
$\Delta P_x, кВт$	120	170
$\Delta P_z, кВт$	25	34
$I_x, \%$	0,45	0,55

Далее рассмотрим кольцо А-14-10-А:

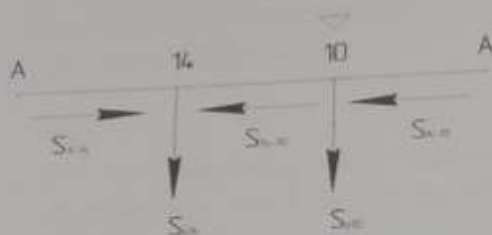


Рис. 5. Точка потокоораздела 10 и направление потоков мощностей контура А-14-10-А

$$S_{A-14} = \frac{S_{14}(L_{14-10} + L_{A-10}) + S_{10}L_{A-10}}{L_{A-14} + L_{14-10} + L_{A-10}} = \frac{24,0001 \cdot (21,6 + 17,6) + 38,0003 \cdot 17,6}{21,6 + 21,6 + 17,6} = 26,47$$

МВА

$$S_{A-10} = \frac{S_{10}(L_{14-10} + L_{A-14}) + S_{14}L_{A-14}}{L_{A-4} + L_{14-10} + L_{A-10}} = \frac{38,0003 \cdot (21,6 + 21,6) + 24,0001 \cdot 21,6}{21,6 + 21,6 + 17,6} = 35,52$$

МВА

По первому закону Кирхгофа найдем переток мощности на участке 14-10:

$$S_{14-10} = S_{A-14} - S_{14} = 26,47 - 24,0001 = 2,46 \text{ МВА}$$

Так как потоки мощности получились положительными, значит, точка потокораздела и направления мощностей выбраны верно.

Далее найдем расчетную токовую нагрузку по каждой цепи двухцепных линий по формуле:

$$I_p = I_{\text{н}} \alpha_i \alpha_t, \quad (6.1)$$

Где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии, для линий 110-22 кВ принимается равным 1,05 [4];

$$(\alpha_i = 1,05)$$

α_t – коэффициент, учитывающий заданное число часов использования максимальной нагрузки линии $T_{\text{мах}}$. Принимается равным 1 по [4, табл. 3.13]

$$(\alpha_t = 0,8)$$

В нормальном режиме работы сети наибольший ток в одноцепной линии равен :

$$I_{\text{нб}} = \frac{S}{U_{\text{ном}} \sqrt{3}}, \quad (6.2)$$

где S – полная мощность, передаваемая по линии.

Расчетная токовая нагрузка одноцепных линий «кольца» в нормальном режиме :

- в линии А-4: $I_{PA-4} = \frac{20,8 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 91 \text{ A}$
- в линии А-12: $I_{PA-12} = \frac{38,2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 168 \text{ A}$
- в линии 12-4: $I_{P12-4} = \frac{6,2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 27 \text{ A}$
- в линии А-14: $I_{PA-14} = \frac{26,47 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 116 \text{ A}$
- в линии А-10: $I_{PA-10} = \frac{35,52 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 156 \text{ A}$
- в линии 14-10: $I_{P14-10} = \frac{2,46 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 11 \text{ A}$

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

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

$$J_s = 1,1$$

Найдем расчетные сечения

$$F_{A-4} = \frac{I_{pA-4}}{J_s} \cdot \frac{91}{1,1} = 82,7 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-12} = \frac{I_{pA-12}}{J_s} \cdot \frac{168}{1,1} = 152,7 \text{ мм}^2$$

$$F_{12-4} = \frac{I_{p12-4}}{J_s} \cdot \frac{27}{1,1} = 24,5 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-14} = \frac{I_{pA-14}}{J_s} \cdot \frac{116}{1,1} = 105,4 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-10} = \frac{I_{pA-10}}{J_s} \cdot \frac{156}{1,1} = 141,8 \text{ мм}^2$$

$$F_{14-10} = \frac{I_{p14-10}}{J_s} \cdot \frac{11}{1,1} = 10 \text{ мм}^2$$

Для линии выбираем ближайшие стандартные сечения:

- для А - 4: АС - 120/19;
- для А - 12: АС - 150/24;
- для 12 - 4: АС - 120/19;
- для А - 14: АС - 120/19;
- для А - 10: АС - 150/24;
- для 14 - 10: АС - 120/19.

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

Наибольшая токовая нагрузка в послеаварийном режиме для «кольца» будет иметь место при отключении линий, ближайших к источнику «А».

Рассмотрим кольцо (А-4-12-А):

- при обрыве линии А - 4 (наиболее нагруженной будет линия А - 12):

$$S_{A-12 \text{ авар}} = S_4 + S_{12} = 27,0001 + 32,0025 = 59,0026 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-12}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-12 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{59,0026 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 259,6 \text{ А}$$

- при обрыве линии А - 12:

$$S_{A-4 \text{ авар}} = S_4 + S_{12} = 59,0026 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-12}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-4 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 259,6 \text{ А}$$

Так как потоки мощности получились положительными, значит, точка потокораздела и направления мощностей выбраны верно.

Далее найдем расчетную токовую нагрузку по каждой цепи двухцепных линий по формуле:

$$I_p = I_{\text{н}} \alpha_i \alpha_t, \quad (6.1)$$

Где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии, для линий 110-22 кВ принимается равным 1,05 [4];

$$(\alpha_i = 1,05)$$

α_t – коэффициент, учитывающий заданное число часов использования максимальной нагрузки линии $T_{\text{мах}}$. Принимается равным 1 по [4, табл. 3.13]

$$(\alpha_t = 0,8)$$

В нормальном режиме работы сети наибольший ток в одноцепной линии равен :

$$I_{\text{нб}} = \frac{S}{U_{\text{ном}} \sqrt{3}}, \quad (6.2)$$

где S – полная мощность, передаваемая по линии.

Расчетная токовая нагрузка одноцепных линий «кольца» в нормальном режиме :

- в линии А-4: $I_{PA-4} = \frac{20,8 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 91 \text{ A}$
- в линии А-12: $I_{PA-12} = \frac{38,2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 168 \text{ A}$
- в линии 12-4: $I_{P12-4} = \frac{6,2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 27 \text{ A}$
- в линии А-14: $I_{PA-14} = \frac{26,47 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 116 \text{ A}$
- в линии А-10: $I_{PA-10} = \frac{35,52 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 156 \text{ A}$
- в линии 14-10: $I_{P14-10} = \frac{2,46 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 11 \text{ A}$

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

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

$$J_s = 1,1$$

Найдем расчетные сечения

$$F_{A-4} = \frac{I_{pA-4}}{J_s} \cdot \frac{91}{1,1} = 82,7 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-12} = \frac{I_{pA-12}}{J_s} \cdot \frac{168}{1,1} = 152,7 \text{ мм}^2$$

$$F_{12-4} = \frac{I_{p12-4}}{J_s} \cdot \frac{27}{1,1} = 24,5 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-14} = \frac{I_{pA-14}}{J_s} \cdot \frac{116}{1,1} = 105,4 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-10} = \frac{I_{pA-10}}{J_s} \cdot \frac{156}{1,1} = 141,8 \text{ мм}^2$$

$$F_{14-10} = \frac{I_{p14-10}}{J_s} \cdot \frac{11}{1,1} = 10 \text{ мм}^2$$

Для линии выбираем ближайшие стандартные сечения:

- для А - 4: АС - 120/19;
- для А - 12: АС - 150/24;
- для 12 - 4: АС - 120/19;
- для А - 14: АС - 120/19;
- для А - 10: АС - 150/24;
- для 14 - 10: АС - 120/19.

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

Наибольшая токовая нагрузка в послеаварийном режиме для «кольца» будет иметь место при отключении линий, ближайших к источнику «А».

Рассмотрим кольцо (А-4-12-А):

- при обрыве линии А - 4 (наиболее нагруженной будет линия А - 12):

$$S_{A-12 \text{ авар}} = S_4 + S_{12} = 27,0001 + 32,0025 = 59,0026 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-12}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-12 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{59,0026 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 259,6 \text{ А}$$

- при обрыве линии А - 12:

$$S_{A-4 \text{ авар}} = S_4 + S_{12} = 59,0026 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-12}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-4 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 259,6 \text{ А}$$

– поток мощности на участке 12-4 или 4-12 принять тот, который получится больше при обрыве линии А-4 или линии А-12:

$$S_{12-4 \text{ обр}} = S_{12} = 32,0025 \text{ МВА}$$

$$I_{\text{доп}} = \frac{S_{12-4 \text{ обр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_l \cdot \alpha_t = 140,8 \text{ А}$$

Затем рассмотрим кольцо (А-14-10-А):

– при обрыве линии А - 14 (наиболее нагруженной будет линия А - 10):

$$S_{А-10 \text{ обр}} = S_{14} + S_{12} = 24,0001 + 38,0003 = 62,0004 \text{ МВА}$$

$$I_{\text{доп}} = \frac{S_{А-10 \text{ обр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_l \cdot \alpha_t = \frac{62,0004 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 272,8 \text{ А}$$

– при обрыве линии А - 10:

$$S_{А-14 \text{ обр}} = S_{14} + S_{10} = 62,0004 \text{ МВА}$$

$$I_{\text{доп}} = \frac{S_{А-14 \text{ обр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_l \cdot \alpha_t = 272,8 \text{ А}$$

– поток мощности на участке 14-10 или 10-14 принять тот, который получится больше при обрыве линии А-14 или линии А-10:

$$S_{14 \text{ обр}-10} = S_{14} = 38,0003 \text{ МВА}$$

$$I_{\text{доп}} = \frac{S_{14-10 \text{ обр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_l \cdot \alpha_t = 167,2 \text{ А}$$

По вычисленным наибольшим расчетным токовым нагрузкам в последовательном режиме по [4, табл. 7.12] определим ближайшие большие или равные допустимые токи по нагреву и проверим ранее выбранные сечения линий по допустимым токам по нагреву:

– для А - 4: $259,6 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС-120/19;

– для А - 12: $259,6 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$ для АС-150/24;

– для 12 - 4: $140,8 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС-120/19;

– для А - 14: $272,8 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС-120/19;

– для А - 10: $272,8 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$ для АС-150/24;

– для 14 - 10: $167,2 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС-120/19;

Окончательный выбор сечений проводов заключается в принятии большего сечения из двух вышепересчитанных условий выбора. В данном случае решением условием выбора сечения является первое условие, т.е. выбор сечения по экономической плотности тока в нормальном режиме. Все полученные результаты занесем в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Лини я	A - 4	A - 12	12 - 4	A - 14	A - 10	14 - 10
$I_{\text{эс}}, \text{A}$	91	168	27	116	156	11
Марка провода	АС - 120/19	АС - 150/24	АС - 120/19	АС - 120/19	АС - 150/24	АС - 120/19
$I_{\text{доп}}, \text{A}$	259,6	259,6	140,8	272,8	272,8	167,2
$I_{\text{эс}}, \text{A}$	390	450	390	390	450	390

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

— Для одной цепи двухцепных линий:

$$F_{A-12'} = \frac{I_{0A-12'}}{j_s} = \frac{121}{1.1} = 110 \text{ мм}^2$$

$$F_{12'-12} = \frac{I_{012'-12'}}{j_s} = 64 \text{ мм}^2$$

$$F_{12'-4} = \frac{I_{012'-4}}{j_s} = 54 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-10'} = \frac{I_{0A-10'}}{j_s} = 124 \text{ мм}^2$$

$$F_{10'-10} = \frac{I_{010'-10'}}{j_s} = 76 \text{ мм}^2$$

$$F_{10'-14} = \frac{I_{010'-14}}{j_s} = 48 \text{ мм}^2$$

Исходя из 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 согласно [4] экономически невыгодно и нецелесообразно. Таким образом, для линии выберем ближайшие стандартные сечения:

- Для A - 12': AC - 120/19;
- Для 12' - 12: AC - 120/19;
- Для 12' - 4: AC - 120/19;
- Для A - 10': AC - 150/24;
- Для 10' - 10: AC - 120/19;
- Для 10' - 14: AC - 120/19.

Далее надо провести проверку выбранного сечения по условиям нагрева проводов ВЛ в послеварийном режиме.

Рассмотрим двухцепные линии А - 12', 12' - 12, 12' - 4 и А - 10', 10' - 10 и 10' - 14:

- обрыв одной цепи линии А - 12':

$$S_{A-12'вар} = S_{12'} + S_A = 32,0025 + 27,0001 = 59,0026 \text{ МВА}$$

$$I_{вар}^{двар} = \frac{S_{A-12'вар}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \alpha_l \cdot \alpha_c = 259,6 \text{ А}$$

- обрыв одной цепи линии 12' - 12:

$$S_{12'-12вар} = S_{12'} = 32,0025 \text{ МВА}$$

$$I_{вар}^{двар} = \frac{S_{12'-12вар}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \alpha_l \cdot \alpha_c = 140,8 \text{ А}$$

- обрыв одной цепи линии 12' - 4:

$$S_{12'-4вар} = S_4 = 27,0001 \text{ МВА}$$

$$I_{вар}^{двар} = \frac{S_{12'-4вар}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \alpha_l \cdot \alpha_c = 118,8 \text{ А}$$

- обрыв одной цепи линии А - 10':

$$S_{A-10'вар} = S_{10'} + S_{14} = 38,0003 + 24,0001 = 62,0004 \text{ МВА}$$

$$I_{вар}^{двар} = \frac{S_{A-10'вар}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \alpha_l \cdot \alpha_c = 272,8 \text{ А}$$

- обрыв одной цепи линии 10' - 10:

$$S_{10'-10вар} = S_{10'} = 38,0003 \text{ МВА}$$

$$I_{вар}^{двар} = \frac{S_{10'-10вар}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \alpha_l \cdot \alpha_c = 167,2 \text{ А}$$

- обрыв одной цепи линии 10' - 14:

$$S_{10'-14вар} = S_{14} = 24,0001 \text{ МВА}$$

$$I_{вар}^{двар} = \frac{S_{10'-14вар}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \alpha_l \cdot \alpha_c = 105,6 \text{ А}$$

По вычисленным наибольшим расчетным токовым нагрузкам в послеаварийном режиме по [4, табл. 7.12] определяем ближайшее большее или равные допустимые токи по нагреву и проверяем ранее выбранные сечения линий по допустимым токам по нагреву:

- Для А - 12': $259,6 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС-150/24;
- Для 12' - 12: $140,8 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС-120/19;
- Для 12' - 4: $118,8 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС-120/19;
- Для А - 10': $272,8 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$ для АС-150/24;
- Для 10' - 10: $167,2 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС-120/19;
- Для 10' - 14: $105,6 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС-120/19;

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

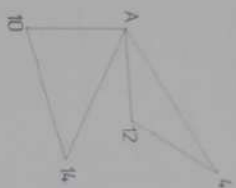
Таблица 6.1

Линия	А - 12'	12' - 12	12' - 4	А - 10'	10' - 10
$I_{\text{пл}}, \text{А}$	121	70,4	59,4	136,4	83,6
Марка провода	АС - 150/24	АС - 120/19	АС - 120/19	АС - 150/24	АС - 120/19
$I_{\text{доп}}, \text{А}$	259,6	140,8	118,8	272,8	167,2
$I_{\text{экон}}, \text{А}$	450	390	390	450	390

При сравнении наибольшего тока в послеаварийном режиме с длительно допустимым током по нагреву выполняется неравенство (6.4), и, следовательно, выбранные провода удовлетворяют условно 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 № 4, 10, 12 и 14 выбирают схему «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» № 5Н (рис. 3.6 части I).

Схема «5Н»

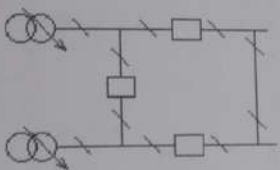
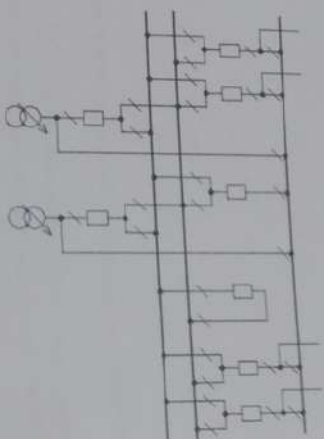


Рис. 3.6

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

Схема «13Н»



Применение схем РУ 10 кВ

На ПС № 4, 10, 12 и 14 применяют схемы 10(6)-2 - две одиночные, секционированные выключателями системы шин, потому что на всех этих подстанциях установлены по два трансформатора с расщепленной обмоткой НН (рис. 3.12 части 1).

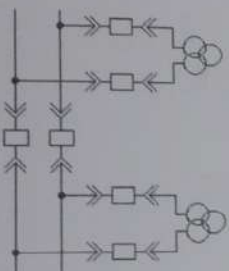
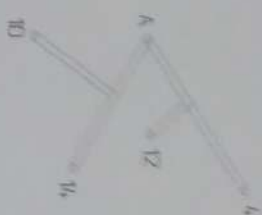


Рис. 3.12.

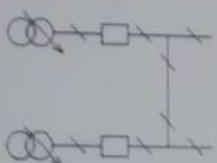
Схема 10(6)-2



Применение схем распределительных устройств (РУ) на стороне ВН

Для ПС № 4, 10, 12 и 14 выбранот схему «два блока с магнотопителами и автоматической переключкой со стороны линий» № 4Н (рис. 3.5 части 1).

Схема «4Н»



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

Схема 413Н

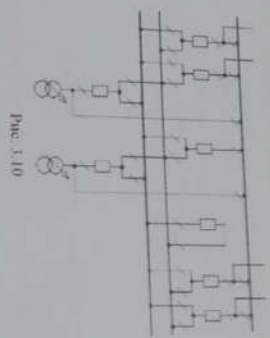


Рис. 3.10

Применение схем РУ 10 кВ

На ПС № 4, 10, 12 и 14 применяют схемы 10(6)-2 - две одиночные, секционированные выключателями системы шин, так как на всех этих подстанциях установлены по два трансформатора с расщепленной обмоткой НН (рис. 3.12 часть 1).

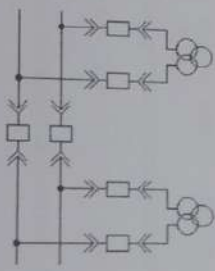


Рис. 3.12.

Схема 10(6) - 2

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. Принятие решений осуществляется по минимальному сроку окупаемости при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

Вариант I

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 одноцепных ВЛ «колыда»:

$$K_{A-4} = 28 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 1,428 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-12} = 20 \cdot 950 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 1,02 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{12-4} = 12 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 0,612 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-14} = 21,6 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 1,1016 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{14-10} = 21,6 \cdot 950 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 1,1016 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-10} = 17,6 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 0,8976 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{\text{элп}} = (1,428 + 1,02 + 0,612 + 1,1016 + 1,1016 + 0,8976) \cdot 10^8 = 6,1608 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

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

$$K_T = K_{\text{пересч}} \cdot \sum_1^4 K_{\text{Тп}} = 6,0 \cdot (5,5 + 7,3 + 7,3 + 5,5) \cdot 10^8 =$$

$$= 153,6 \cdot 10^6 \text{ руб} \text{ Стоимость компенсирующих устройств.}$$

Приближённо стоимость можно определить по [4, табл. 7.27].

Таблица 8.1

Марка	Стоимость, тыс.руб.	Количество	Итоговая стоимость, тыс. руб.
УКРМ-10,5-5200-У3	1925*6	4	7700*6
УКРМ-10,5-6800-У3	2250*6	4	9000*6
УКРМ-10,5-6300-У3	2250*6	4	9000*6
УКРМ-10,5-4000-У3	1550*6	4	6200*6

В сумме : $K_{\text{кв}} = 1,194 \cdot 10^8$ 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 рабочие и обходная система шин 13Н	350400	73500	A	423900
РУ-110 кВ, Местик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий 5Н	180000	54000	4,10,12,14	936000

В сумме : $K_{\text{рувн}} = 13,599 \cdot 10^8$ руб

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

На каждой из ПС с трансформаторами ТР/П должны быть предусмотрены: четыре вводные ячейки, одна с секционным разъединителем, четыре ячейки с выключателем, одна с секционным разъединителем, четыре ячейки с трансформатором 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 найдем, используя [4, табл. 7.19] для вакуумных выключателей:

$$K_{рунн} = 6,0 \cdot (500 \cdot 10^3 \cdot 28 \cdot 4) = 3,36 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

Вложения в распределительные устройства сети

$$K_{ру} = K_{рувн} + K_{рунн} = 13,599 \cdot 10^8 + 3,36 \cdot 10^6 = 16,959 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

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

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

$$K_{(1)} = (6,1608 + 1,194 + 16,959) \cdot 10^8 = 25,85 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Расчёт суммарных годовых потерь электроэнергии представлен ниже.

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

$$\Delta W_{tr} = \Delta P_x \cdot 8760 + \Delta P_k \left(\frac{S_{sc}}{S_{25, \text{номтр}}} \right) \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760,$$

где $T_{\text{max}} = 5100$ ч – время, в течение которого используется максимум нагрузки;

$$\Delta W_{T4} = 0,025 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{2743}{25 \cdot 2} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 354,09 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T10} = 0,036 \cdot 8760 + 0,172 \cdot \left(\frac{3966}{40 \cdot 2} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 490,34 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T12} = 0,036 \cdot 8760 + 0,172 \cdot \left(\frac{3335}{40 \cdot 2} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 462,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T14} = 0,025 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{2466}{25 \cdot 2} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 340,15 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{ТР}}^{\Sigma} = 2(354,09 + 490,34 + 462,5 + 340,15) = 3,294 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери электрической энергии в линиях электропередачи определяются

как:

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

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-4} = \left(\frac{26,27}{110} \right)^2 \cdot 0,2531 \cdot 28 \cdot \left(0,124 + \frac{3700}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1095,48 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-12} = \left(\frac{39,19}{110} \right)^2 \cdot 0,2061 \cdot 20 \cdot \left(0,124 + \frac{3700}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 27,99 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-12} = \left(\frac{14,3}{110} \right)^2 \cdot 0,2531 \cdot 12 \cdot \left(0,124 + \frac{3700}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1409,46 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-14} = \left(\frac{34,9}{110} \right)^2 \cdot 0,2531 \cdot 21,6 \cdot \left(0,124 + \frac{3700}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 676,75 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{14-10} = \left(\frac{4,66}{110} \right)^2 \cdot 0,2061 \cdot 21,6 \cdot \left(0,124 + \frac{3700}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4,76 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{10-A} = \left(\frac{41,06}{110} \right)^2 \cdot 0,2531 \cdot 17,6 \cdot \left(0,124 + \frac{3700}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 992,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Sigma} = 1095,48 + 27,99 + 1409,46 + 676,75 + 4,76 + 992,9 = 4207,34 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

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

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

$$И_{\Delta W(1)} = 3,25 \cdot (3,294 \cdot 10^3 + 4207,34 \cdot 10^3) \cdot 10^3 = 7,5 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

Вариант 2

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

$$K_{4-12'} = 9,6 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 0,66 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{12'-12} = 6,4 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 0,44 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{12'-4} = 19,2 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 1,32 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{4-10'} = 5,6 \cdot 1650 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 0,39 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{10-10'} = 16 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 1,1 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{14-10'} = 16 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 1,1 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{гвп} = (0,66 + 0,44 + 1,32 + 0,39 + 1,1 + 1,1) \cdot 10^8 = 5,01 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

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

$$K_T = K_{пересч} \cdot \sum_1^4 K_{гтп} = 6,0 \cdot (7,3 + 7,3 + 5,5 + 7,3) \cdot 10^6 = 164,4 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

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-10,5-5200-У3	1550*6	4	7700*6
УКРМ-10,5-6800-У3	1125*6	4	9000*6
УКРМ-10,5-6300-У3	1125*6	4	9000*6
УКРМ-10,5-4000-У3	1125*6	4	6200*6

Всумме : $K_{гв} = 1,194 \cdot 10^8 \text{ руб}$

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

Наименование РУ	Стоимость, тыс. руб.	Постоянная часть затрат, тыс. руб.	Номер учла	Всего, тыс. руб.
РУ-110 кВ. Две рабонте и обходная системы шин 1ЭН	350400	73500	A	423900
РУ-110 кВ. Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной переменной со стороны линий 4Н	91200	54000	4,10,12,14	936000

Всего: $K_{рун} = 13,599 \cdot 10^8$ 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 раздельником, 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 найдем, используя [4, табл. 7.19] для вакуумных выключателей:

$$K_{рунн} = 6,0 \cdot (500 \cdot 10^3 \cdot 28 \cdot 4) = 3,36 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Вложения в распределительные устройства сети

$$K_{ру} = K_{рун} + K_{рунн} = 13,599 \cdot 10^8 + 3,36 \cdot 10^8 = 16,959 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

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

$$K = K_{лп} + K_r + K_{ку} + K_{ру}$$

$$K_{(2)} = (5,0232 + 1,644 + 1,194 + 16,959) \cdot 10^8 = 24,82 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Расчет суммарных годовых потерь электроэнергии представлен ниже. По [1] потери электрической энергии в трансформаторе определяются формулой:

$$\Delta W_r = \Delta P_r \cdot 8760 + \Delta P_r \cdot \left(\frac{S_{\text{пл}}/2}{S_{\text{ном.тр}}} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760$$

где $T_{\text{max}} = 3400$ ч время, в течение которого используется максимум нагрузки;

$$\Delta W_{r4} = 0,025 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{40,50}{40,2} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3700}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 354,09 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{r10} = 0,036 \cdot 8760 + 0,172 \cdot \left(\frac{19,02/2}{25} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3700}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 490,34 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{r12} = 0,036 \cdot 8760 + 0,172 \cdot \left(\frac{24,89}{25} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3700}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 462,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{r14} = 0,025 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{39,57}{40,2} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3700}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 340,15 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{тр}}^{\Sigma} = 3,294 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются

как:

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

$$\Delta W_{\text{лпн}}^{A-12'} = \left(\frac{32,735}{110} \right)^2 \cdot \frac{0,204 \cdot 9,6}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{3700}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 390,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{лпн}}^{12'-12} = \left(\frac{11,342}{110} \right)^2 \cdot \frac{0,244 \cdot 6,4}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{3700}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 59,35 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{лпн}}^{12'-4} = \left(\frac{12,43}{110} \right)^2 \cdot \frac{0,244 \cdot 19,2}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{3700}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 316,05 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{лпн}}^{A-10'} = \left(\frac{37,98}{110} \right)^2 \cdot \frac{0,159 \cdot 5,6}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{3700}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 263,45 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{лпн}}^{10'-10} = \left(\frac{18,2}{110} \right)^2 \cdot \frac{0,244 \cdot 16}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{3700}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 195,06 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{лпн}}^{10'-14} = \left(\frac{19,79}{110} \right)^2 \cdot \frac{0,244 \cdot 16}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{3700}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 252,37 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\Delta W_{\text{эл}}^{\text{с}} = 390,7 + 59,35 + 316,05 + 263,45 + 195,06 + 252,37 \\ = 1,224 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Стоимость электроэнергии на сегодняшний день составляет 3,25 руб/кВт·ч. Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле

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

$$I_{\Delta W}(\text{г}) = 3,25 \cdot (1,224 \cdot 10^3 + 3,294 \cdot 10^3) \cdot 10^3 = 1,68 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

Сравним экономическую эффективность.

Объём реализованной продукции:

$$Q_p = T_{\text{max}} \cdot \sum P \cdot 3,25 = 3700 \cdot (39 + 35 + 24 + 38) \cdot 3,25 \cdot 10^3 = \\ = 1,635 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

Издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание определяются по

формуле $I_{\text{аро}} = K \cdot \alpha$, где $\alpha = 2,8\%$

$$I_{\text{аро}}(\text{г}) = 25,85 \cdot 10^8 \cdot 0,028 = 7,2 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$I_{\text{аро}}(\text{з}) = 24,72 \cdot 10^8 \cdot 0,028 = 6,9 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W}(\text{г}) = 1,75 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$I_{\Delta W}(\text{з}) = 1,68 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

Суммарные издержки определяем по формуле $I_{\Sigma} = I_{\text{аро}} + I_{\Delta W}$

$$I_{\Sigma(\text{г})} = 7,2 \cdot 10^7 + 1,75 \cdot 10^7 = 10,45 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$I_{\Sigma(\text{з})} = 6,9 \cdot 10^7 + 1,08 \cdot 10^7 = 7,98 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

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

$$\Pi_1 = 1,516 \cdot 10^9 - 10,45 \cdot 10^7 = 1,4115 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$\Pi_2 = 1,516 \cdot 10^9 - 7,98 \cdot 10^7 = 1,4362 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

Налог на прибыль принимаем 20 % на 2011 г.:

$$H_1 = 0,2 \cdot \Pi_1 = 0,2 \cdot 1,4115 \cdot 10^9 = 0,2823 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$H_2 = 0,2 \cdot \Pi_2 = 0,2 \cdot 1,4362 \cdot 10^9 = 0,28724 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

Рентабельности сети вычисляем по формуле:

9. Расчет режимов сети

9.1. Максимальный режим

9.1.1. Определение расчетной нагрузки ПС и расчет потерь в трансформаторах

Перед тем, чтобы рассчитать режимы РЭС, необходимо определить расчетные нагрузки узлов (ПС). Напряжения в сети принимаются равным номинальному, формула для расчета нагрузки ПС:

$$S_{расч} = S_{нл} + \Delta S_l - j(Q_2^H + Q_2^K)$$

Где $S_{нл}$ – нагрузка в-в ПС, учетывающая компенсацию реактивной мощности;

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

Q_2^H и Q_2^K – генерируемые реактивные мощности линий, подключающих к узлу, Мвар;

Емкостные мощности линий Q_2^H и Q_2^K определяются по номинальным напряжениям:

$$Q_2^H = \frac{1}{2} U_{ном}^2 \cdot b$$

$$Q_2^K = \frac{1}{2} U_{ном}^2 \cdot b$$

где b – емкостная проводимость линий.

Для одноцепных линий емкостная проводимость рассчитывается:

$$b_a = b_0 l_a$$

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

Для параллельных линий:

$$b_a = 2b_0 l_a$$

Рассчитаем потери мощности холостого хода и короткого замыкания в каждом трансформаторе, применяя следующие формулы:

Иск
ов)

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

$$\Delta Q_i = \frac{I_{\text{к\%}} \cdot S_{\text{ном}}}{100} + \frac{U_{\text{к\%}} \cdot S_i^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}$$

где S_i – реальная нагрузка одного трансформатора i в ПС;

$\Delta P_{\text{к\%}}, S_{\text{ном}}, I_{\text{к\%}}$ и $U_{\text{к\%}}$ – справочные данные [4 и ГОСТ].

Потери полной мощности в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta S_i = \Delta P_i + jQ_i$$

Для ПС №4 (2×ТРДН-40000/110):

$$\Delta P_4 = 34 \cdot 10^3 + \frac{170 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{40,58}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 0,077 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_4 = \frac{0,55 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \cdot \left(\frac{40,58}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 1,4 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_4 = (0,077 + j1,4) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС №10 (2×ТРДН-40000/110):

$$\Delta P_{10} = 34 \cdot 10^3 + \frac{170 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{36,4}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 0,049 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{10} = \frac{0,55 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \cdot \left(\frac{32,4}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 1,056 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{10} = (0,049 + j1,056) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС №12 (2×ТРДН-25000/110):

$$\Delta P_{12} = 25 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{22,39}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,044 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{0,45 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \cdot \left(\frac{22,39}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 0,722 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{12} = (0,044 + j0,722) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС №14 (2хТГ/ДН-40000/110):

$$\Delta P_{14} = 34 \cdot 10^3 + \frac{170 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{38,07}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 0,066 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{14} = \frac{0,55 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{38,07}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 1,137 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{14} = (0,066 + j1,137) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Найдем расчетные нагрузки по каждому трансформатору соответствующих ПС:

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

$$S_{расч,4} = \frac{S_{н,4}}{2} + \Delta S_4 - jQ_{c,12}^H = \frac{S_{н,4}}{2} + \Delta S_4 - j\frac{1}{2}U_{ном}^2 \cdot b_{0,4-12'} \cdot L_{4-12'}$$

$$S_{расч,4} = \frac{39 + j11,22}{2} + 0,077 + j1,4 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,658 \cdot 20 \cdot 10^{-6} = (18,656 + j8,247) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{расч,10} = S_{н,10} + \Delta S_{1,0} - j\frac{1}{2}U_{ном}^2 \cdot b_{0,10-10'} \cdot L_{10-10'}$$

$$S_{расч,10} = \frac{35 + j10}{2} + 0,049 + j1,056 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 16 = (16,632 + j4,023) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

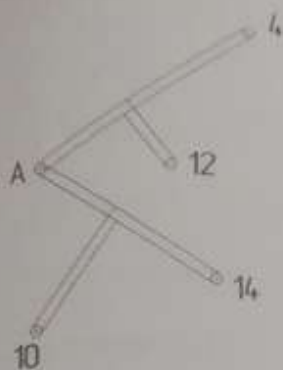
$$S_{расч,12} = \frac{S_{н,12}}{2} + \Delta S_{12} - jQ_{c,12'-12}^H = \frac{S_{н,12}}{2} + \Delta S_{12} - j\frac{1}{2}U_{ном}^2 \cdot b_{0,12'-12} \cdot L_{12'-12}$$

$$S_{расч,12} = \frac{24 + j6,6}{2} + 0,44 + j0,722 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 6,4 = (10,243 + j2,435) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{расч,14} = \frac{S_{н,14}}{2} + \Delta S_{14} - j\frac{1}{2}U_{ном}^2 \cdot b_{0,10'-14} \cdot L_{10'-14}$$

$$S_{расч,14} = \frac{38 + j11,06}{2} + 0,66 + j1,137 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 16 = (18,275 + j4,47) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

9.2. Расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линии



Для линии 4-12':

$$S_{4-12'}^K = S_{p4} = (18,656 + j8,247) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{z,4-12'} &= \frac{(P_{4-12'}^K)^2 + (Q_{4-12'}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_{4-12'} \\ &= \frac{18,656^2 + 8,247^2}{110^2} \cdot (10,1 + j17,67) = (0,39 + j0,504) \text{ МВ} \cdot \text{А} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} z_{4-12'} &= (r_0 \cdot L_{4-12'} + jx_0 \cdot L_{4-12'}) = (0,244 + j0,427) \cdot 41,4 \\ &= 10,1 + j17,67 \end{aligned}$$

$$S_{4-12'}'' = S_{4-12'}^K + \Delta S_{z,4-12'} - j \frac{1}{2} Q_{4-12'}$$

$$S_{4-12'}'' = 18,656 + j8,247 + 0,39 + j0,504 - j1,331 =$$

$$= (20,034 + j5,458) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии 12-12':

$$S_{12-12'}^K = S_{p12} = (16,632 + j4,023) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{z,12-12'} &= \frac{(P_{12-12'}^K)^2 + (Q_{12-12'}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_{12-12'} = \\ &= \frac{16,632^2 + 4,023^2}{110^2} \cdot (3,54 + j6,578) = \end{aligned}$$

$$= (0,04 + j0,11) \text{ MB} \cdot \text{A}$$

$$I_{12-12'} = (I_0 \cdot L_{12-12'} + jX_0 \cdot L_{12-12'}) = (0,245 + j0,425) \cdot 6,4$$

$$= 3,54 + j6,578$$

$$S_{12-12'}^* = S_{12-12'}^* + \Delta S_{12-12'} - j \frac{1}{2} Q_{12-12'}$$

$$S_{12-12'}^* = 12,054 + j3,64 + 0,04 + j0,11 - j0,425 =$$

$$= (11,574 + j2,984) \text{ MB} \cdot \text{A}$$

Для линии A-12':

$$S_{A-12'}^* = S_{A-12'}^* + S_{12-12'}^* = (28,864 + j6,758) \text{ MB} \cdot \text{A}$$

$$\Delta S_{A-12'}^* = \frac{(P_{A-12'}^*)^2 + (Q_{A-12'}^*)^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_{A-12'} =$$

$$= \frac{28,864^2 + 6,758^2}{110^2} \cdot (3,67 + j8,562) =$$

$$= (0,511 + j0,074) \text{ MB} \cdot \text{A}$$

$$I_{A-12'} = (I_0 \cdot L_{A-12'} + jX_0 \cdot L_{A-12'}) = (0,204 + j0,420) \cdot 9,6$$

$$= 3,67 + j8,562$$

$$S_{A-12'}^* = S_{A-12'}^* + \Delta S_{A-12'}^* - j \frac{1}{2} Q_{A-12'}$$

$$S_{A-12'}^* = 28,864 + j6,758 + 0,511 + j0,074 - j0,766 =$$

$$= (29,341 + j7,535) \text{ MB} \cdot \text{A}$$

Для линии 14-10':

$$S_{14-10'}^* = S_{14-10'}^* = (18,275 + j4,47) \text{ MB} \cdot \text{A}$$

$$\Delta S_{14-10'}^* = \frac{(P_{14-10'}^*)^2 + (Q_{14-10'}^*)^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_{14-10'} =$$

$$= \frac{18,275^2 + 4,47^2}{110^2} \cdot (8,35 + j14,7) = (0,247 + j0,396) \text{ MB} \cdot \text{A}$$

$$z_{14-10'} = (r_0 \cdot L_{14-10'} + jx_0 \cdot L_{14-10'}) = (0,244 + j0,547) \cdot 16$$

$$= 8,35 + j14,7$$

$$S_{14-10'}'' = S_{14-10'}^K + \Delta S_{z,14-10'} - j \frac{1}{2} Q_{14-10'}$$

$$S_{14-10'}'' = 18,275 + j4,47 + 0,247 + j0,396 - j1,098 =$$

$$= (18,524 + j4,039) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии 10-10':

$$S_{10-10'}^K = S_{p10} = (16,632 + j4,023) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{z,10-10'} = \frac{(P_{10-10'}^K)^2 + (Q_{10-10'}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_{10-10'} =$$

$$= \frac{16,632^2 + 4,023^2}{110^2} \cdot (5,915 + j11,85) =$$

$$= (0,214 + j0,29) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$z_{10-10'} = (r_0 \cdot L_{10-10'} + jx_0 \cdot L_{10-10'}) = (0,247 + j0,571) \cdot 16$$

$$= 5,915 + j11,85$$

$$S_{10-10'}'' = S_{10-10'}^K + \Delta S_{z,10-10'} - j \frac{1}{2} Q_{10-10'}$$

$$S_{10-10'}'' = 16,632 + j4,023 + 0,214 + j0,29 - j1,042 =$$

$$= (16,846 + j3,751) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии А-10':

$$S_{A-10'}^K = S_{10-10'}'' + S_{14-10'}'' = (35,24 + j7,874) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{z,A-10'} = \frac{(P_{A-10'}^K)^2 + (Q_{A-10'}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_{A-10'} =$$

$$= \frac{35,24^2 + 7,847^2}{110^2} \cdot (2,18 + j5,44) =$$

$$= (0,249 + j0,5) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$z_{A-10'} = (r_0 \cdot L_{A-10'} + jx_0 \cdot L_{A-10'}) = (0,149 + j0,423) \cdot 5,6 = 2,18 + j5,44$$

$$S_{A-10'}'' = S_{A-10'}' + \Delta S_{zA-10'} - j \frac{1}{2} Q_{A-10'}$$

$$S_{A-10'}'' = 35,24 + j7,874 + 0,249 + j0,5 - j0,423 = \\ = (35,489 + j7,952) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

Расчет проводим от начала к концам.

$$U_{12}' = U_{A \max} - \frac{P_{A-12'}'' \cdot r_0 \cdot L_{A-12'} + Q_{A-12'}'' \cdot x_0 \cdot L_{A-12'}}{U_{A \max}};$$

$$U_{12}' = 119 - \frac{31,45 \cdot 0,204 \cdot 9,6 + 8,068 \cdot 0,420 \cdot 9,6}{119} = 113,045 \text{ кВ}$$

Для ПС № 4:

$$U_4 = U_{12}' - \frac{P_{4-12'}'' \cdot r_0 \cdot L_{4-12'} + Q_{4-12'}'' \cdot x_0 \cdot L_{4-12'}}{U_{A \max}};$$

$$U_4 = 113,045 - \frac{19,917 \cdot 0,244 \cdot 19,2 + 4,843 \cdot 0,447 \cdot 19,2}{113,045} = 111,457 \text{ кВ}$$

Для ПС № 12:

$$U_{12} = U_{12}' - \frac{P_{12-12'}'' \cdot r_0 \cdot L_{12-12'} + Q_{12-12'}'' \cdot x_0 \cdot L_{12-12'}}{U_{A \max}};$$

$$U_{12} = 113,045 - \frac{12,104 \cdot 0,244 \cdot 6,4 + 3,111 \cdot 0,427 \cdot 6,4}{113,045} = 113,246 \text{ кВ}$$

$$U_{10}' = U_{A \max} - \frac{P_{A-10'}'' \cdot r_0 \cdot L_{A-10'} + Q_{A-10'}'' \cdot x_0 \cdot L_{A-10'}}{U_{A \max}};$$

$$U_{10}' = 119 - \frac{36,859 \cdot 0,244 \cdot 5,6 + 9,655 \cdot 0,453 \cdot 5,6}{119} = 114,838 \text{ кВ}$$

Для ПС № 14:

$$U_{14} = U'_{10} - \frac{P_{14-10}' \cdot r_0 \cdot L_{14-10}' + Q_{14-10}' \cdot x_0 \cdot L_{14-10}'}{U_{A \max}};$$

$$U_{14} = 113,045 - \frac{18,275 \cdot 0,244 \cdot 16 + 4,67 \cdot 0,447 \cdot 16}{113,045} = 114,823 \text{ кВ}$$

Для ПС № 10:

$$U_{10} = U'_{10} - \frac{P_{10-10}' \cdot r_0 \cdot L_{10-10}' + Q_{10-10}' \cdot x_0 \cdot L_{10-10}'}{U_{A \max}};$$

$$U_{10} = 113,045 - \frac{16,632 \cdot 0,244 \cdot 16 + 4,023 \cdot 0,427 \cdot 16}{113,045} = 113,065 \text{ кВ}$$

9.2.2. Регулирование напряжения в электрической сети в максимальном режиме.

Напряжение на шинах НН, приведенное к стороне ВН для каждого из трансформаторов с расщепленными обмотками типа ТРДН для подстанций 6, 8, 10 и 12 УН, определяется по формуле:

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

где P'_H , 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:

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

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

$$R_{ТВ} = \frac{\Delta R_{К.ВН-НН} \cdot U_{ном}^2}{2 \cdot S_{ном}^2}$$

$$R_{ТН1} = R_{ТН2} = 2R_{ТВ}$$

$$X_{ТВ} = \frac{u_{К.ВН-НН} \cdot U_{ном}^2}{100 S_{ном}} \cdot \left(1 - \frac{K_p}{4} \right)$$

где:

$$K_p = 4 \left(\frac{u_{квн-нн1}}{u_{квн-нн}} - 1 \right)$$

$$X_{тн} = \frac{u_{квн-нн} \cdot U_{ном}^2}{100 S_{ном}} \cdot \frac{K_p}{2}$$

Используя формулы, найдем соответствующие показатели для всех подстанций.

Для ПС № 10, 12 (2×ТРДН-25000/110):

$$P'_{н.12} = \frac{P_{н.12}}{2} + \Delta P_{т.12} - \Delta P_{хх} = \frac{24}{2} + 0,054 - 0,027 = 12,027 \text{ МВт}$$

$$Q'_{н.12} = \frac{Q_{н.12}}{2} + \Delta Q_{т.12} - \Delta Q_{хх} = \frac{6,645}{2} + 0,773 - 0,175 = 3,78 \text{ Мвар}$$

$$R_{тв} = \frac{120 \cdot 10^3 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{2 \cdot (25 \cdot 10^6)^2} = 1,24 \text{ Ом}$$

$$R_{тн1} = R_{тн2} = 2R_{тв} = 2 \cdot 1,26 = 2,52 \text{ Ом}$$

$$K_p = 4 \left(\frac{u_{квн-нн1}}{u_{квн-нн}} - 1 \right) = 4 \left(\frac{20}{10,5} - 1 \right) = 3,58$$

$$X_{тв} = \frac{10,5 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot \left(1 - \frac{3,58}{4} \right) = 4,98 \text{ Ом}$$

$$X_{тн} = \frac{u_{квн-нн} \cdot U_{ном}^2}{100 S_{ном}} \cdot \frac{K_p}{2} = \frac{10,5 (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot \frac{3,58}{2} = 99,74 \text{ Ом}$$

$$U'_{н.12} = \frac{U_{н.в}}{2} + \sqrt{\frac{U_{н.в}^2}{4} - \left[\left(P'_{н.в} R_{тв} + \frac{P'_{н.в}}{2} R_{тн} \right) + \left(Q'_{н.в} X_{тв} + \frac{Q'_{н.в}}{2} X_{тн} \right) \right]} =$$

$$= \frac{113,478}{2}$$

$$+ \sqrt{\frac{113,478^2}{4} - \left[\left(12,027 \cdot 1,28 + \frac{12,027}{2} \cdot 2,56 \right) + \left(3,58 \cdot 4,98 + \frac{3,58}{2} \cdot 100,54 \right) \right]} =$$

$$= 112,871 \text{ кВ}$$

Для ПС № 4, 14 (2×ТРДН-40000/110):

где:

$$K_p = 4 \left(\frac{u_{квн-нн1}}{u_{квн-нн}} - 1 \right)$$

$$X_{тн} = \frac{u_{квн-нн} \cdot U_{ном}^2}{100 S_{ном}} \cdot \frac{K_p}{2}$$

Используя формулы, найдем соответствующие показатели для всех подстанций.

Для ПС № 10, 12 (2×ТРДН-25000/110):

$$P'_{н.12} = \frac{P_{н.12}}{2} + \Delta P_{т.12} - \Delta P_{хх} = \frac{24}{2} + 0,054 - 0,027 = 12,027 \text{ МВт}$$

$$Q'_{н.12} = \frac{Q_{н.12}}{2} + \Delta Q_{т.12} - \Delta Q_{хх} = \frac{6,645}{2} + 0,773 - 0,175 = 3,78 \text{ Мвар}$$

$$R_{тв} = \frac{120 \cdot 10^3 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{2 \cdot (25 \cdot 10^6)^2} = 1,24 \text{ Ом}$$

$$R_{тн1} = R_{тн2} = 2R_{тв} = 2 \cdot 1,26 = 2,52 \text{ Ом}$$

$$K_p = 4 \left(\frac{u_{квн-нн1}}{u_{квн-нн}} - 1 \right) = 4 \left(\frac{20}{10,5} - 1 \right) = 3,58$$

$$X_{тв} = \frac{10,5 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot \left(1 - \frac{3,58}{4} \right) = 4,98 \text{ Ом}$$

$$X_{тн} = \frac{u_{квн-нн} \cdot U_{ном}^2}{100 S_{ном}} \cdot \frac{K_p}{2} = \frac{10,5 (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot \frac{3,58}{2} = 99,74 \text{ Ом}$$

$$U'_{н.12} = \frac{U_{н.в}}{2} + \sqrt{\frac{U_{н.в}^2}{4} - \left[\left(P'_{н.в} R_{тв} + \frac{P'_{н.в}}{2} R_{тн} \right) + \left(Q'_{н.в} X_{тв} + \frac{Q'_{н.в}}{2} X_{тн} \right) \right]} =$$

$$= \frac{113,478}{2}$$

$$+ \sqrt{\frac{113,478^2}{4} - \left[\left(12,027 \cdot 1,28 + \frac{12,027}{2} \cdot 2,56 \right) + \left(3,58 \cdot 4,98 + \frac{3,58}{2} \cdot 100,54 \right) \right]} =$$

$$= 112,871 \text{ кВ}$$

Для ПС № 4, 14 (2×ТРДН-40000/110):

$$P'_{K4} = \frac{P_{K4}}{2} + \Delta P_{T4} - \Delta P_{T2} = \frac{39}{2} + 0,066 - 0,047 = 19,609 \text{ Вт}$$

$$Q'_{K4} = \frac{Q_{K4}}{2} + \Delta Q_{T4} - \Delta Q_{T2} = \frac{11,22}{2} + 1,4 - 0,26 = 5,65 \text{ Мвар}$$

$$P'_{K14} = \frac{P_{K14}}{2} + \Delta P_{T14} - \Delta P_{T2} = \frac{38}{2} + 0,077 - 0,036 = 18,995 \text{ Вт}$$

$$Q'_{K14} = \frac{Q_{K14}}{2} + \Delta Q_{T14} - \Delta Q_{T2} = \frac{11,06}{2} + 1,247 - 0,26 = 5,407 \text{ Мвар}$$

$$R_{T2} = \frac{170 \cdot 10^3 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{2 \cdot (40 \cdot 10^6)^2} = 0,702 \text{ Ом}$$

$$R_{T21} = R_{T22} = 2R_{T2} = 2 \cdot 0,702 = 1,404 \text{ Ом}$$

$$K_p = 4 \left(\frac{W_{K, \text{нн}} - W_{T1}}{W_{K, \text{нн}} - W_{T2}} - 1 \right) = 4 \left(\frac{20}{10,5} - 1 \right) = 3,62$$

$$X_{T2} = \frac{10,5 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} \cdot \left(1 - \frac{3,62}{4} \right) = 3,3 \text{ Ом}$$

$$X_{T21} = \frac{W_{K, \text{нн}} - W_{T2}}{100 S_{\text{ном}}} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{2} \cdot K_p = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} \cdot \frac{3,62}{2} = 62,84 \text{ Ом}$$

$$U'_{K14} = \frac{U_{K14}}{2} + \sqrt{\frac{U_{K14}^2}{4} - \left[\left(P'_{K14} R_{T21} + \frac{P'_{K14}}{2} R_{T2} \right) + \left(Q'_{K14} X_{T21} + \frac{Q'_{K14}}{2} X_{T2} \right) \right]}$$

$$= \frac{112,482}{2} + \sqrt{\frac{112,482^2}{4} - \left[\left(18,232 \cdot 0,702 + \frac{18,232}{2} \cdot 1,404 \right) + \left(6,517 \cdot 3,3 + \frac{6,517}{2} \cdot 62,8 \right) \right]} =$$

$$= 112,57 \text{ кВ}$$

$$U'_{K4} = \frac{U_{K4}}{2} + \sqrt{\frac{U_{K4}^2}{4} - \left[\left(P'_{K4} R_{T21} + \frac{P'_{K4}}{2} R_{T21} \right) + \left(Q'_{K4} X_{T21} + \frac{Q'_{K4}}{2} X_{T21} \right) \right]} =$$

$$= \frac{111,462}{2} - \left(\frac{111,462^2}{4} - \left((18,756 \cdot 9,792 + \frac{18,756}{2} \cdot 1,004) + (4,65 \cdot 23 + \frac{4,65}{2} \cdot 60,36) \right) \right) =$$

$$= 109,223 \text{ кВ}$$

Отыскание регулировочной части $\delta U_{\text{н.и.}}$, обеспечивающей желаемое напряжение на шинах заданного напряжения $U_{\text{н.и.}}$ найдем по следующему выражению:

$$n_{\text{отн.и.}} = \left(\frac{U'_{\text{н.и.}} \cdot U_{\text{н.и.}}}{U_{\text{н.и.}} \cdot U_{\text{н.и.}}} - 1 \right) \frac{100}{\Delta U_{\text{отн.и.}}}$$

$$U_{\text{н.и.}} = \frac{U'_{\text{н.и.}} \cdot U_{\text{н.и.}}}{U_{\text{н.и.}} \left(1 + n_{\text{отн.и.}} \frac{\Delta U_{\text{отн.и.}}}{100} \right)}$$

$$\delta U = \frac{U_{\text{н.и.}} - U_{\text{ном.}}}{U_{\text{ном.}}} \cdot 100$$

где $U_{\text{ном.}} = 10 \text{ кВ, \%}$

Для ПС №4:

$$n_{\text{отн.4}} = \left(\frac{109,223 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -1,64, \quad \text{округляем } n_{\text{отн.4}} = -2$$

$$U_{\text{н.4}} = \frac{109,223 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-2) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,247 \text{ кВ}$$

$$\delta U_4 = \frac{10,247 - 10}{10} \cdot 100 = 2,47 \%$$

Для ПС №10:

$$n_{\text{отн.10}} = \left(\frac{111,213 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -0,897, \quad \text{округляем } n_{\text{отн.10}} = -1$$

$$U_{\text{н.10}} = \frac{111,213 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-1) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,21 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{10} = \frac{10,21 - 10}{10} \cdot 100 = 2,1 \%$$

Для ТК №12:

$$n_{\text{сн,12}}^{\text{н}} = \left(\frac{113,478 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 113} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -0,332, \text{ округлим } n_{\text{сн,12}} = -1$$

$$U_{\text{сн}} = \frac{109 - 10,5}{113 \left(1 + (-1) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,583 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{сн}} = \frac{10,583 - 10}{10} \cdot 100 = 5,83 \%$$

Для ТК №14:

$$n_{\text{сн,14}}^{\text{н}} = \left(\frac{112,57 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -1,187, \text{ округлим } n_{\text{сн,14}} = -2$$

$$U_{\text{сн}} = \frac{112,57 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-2) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,657 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{сн}} = \frac{10,657 - 10}{10} \cdot 100 = 6,57 \%$$

№ ТК	$U'_{\text{н}}, \text{ кВ}$	$n_{\text{сн}}$	$U_{\text{н}}, \text{ кВ}$	$\Delta U, \%$
4	111,218	2	10,529	5,29
10	113,066	-1	10,51	5,1
12	113,851	-1	10,583	5,83
14	112,57	-2	10,657	6,57

Рабочие отклонения понижающих трансформаторов обеспечивают поддержание требуемых отклонений напряжения на шинах 10 кВ потребителей во всех рассмотренных режимах работы.

Мощность в начале линии 12-12'

$$\Delta S_{z12-12'} = \frac{(P_{12-12'}^N)^2 + (Q_{12-12'}^N)^2}{U_{авар}^2} \cdot Z_{12-12'} = \frac{24,054 + j7,103^2}{110^2} \cdot (3,95 + j6,917) = (0,166 + j0,36) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{12-12'}^N = S_{12-12'}^N + \Delta S_{z12-12'} \\ S_{12-12'}^N = 24,054 + j7,103 + 0,166 + j0,36 = (24,22 + j7,463) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Найдем потоки мощности в начале и в конце линии А-12'

$$S_{A-12'}^N = S_{12-12'}^N + S_{12-4}^N = (64,578 + j21,457) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{zA-12'} = \frac{64,578^2 + 21,457^2}{110^2} \cdot (3,54 + j6,578) = \\ = (1,7 + j3,752) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{A-12'}^N = S_{A-12'}^N + \Delta S_{zA-12'}$$

$$S_{A-12'}^N = 64,578 + j21,457 + 1,7 + j3,752 = (66,646 + j25,209) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линий А-10', 10-10', 14-10', потоки мощности, как и в максимальном режиме.

9.3.1. Определеение значения напряжения в узловых точках

в послеаварийном режиме

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

$$U'_{12} = U_{авар} - \frac{P_{A-12'}^N \cdot r_0 \cdot L_{A-12'} + Q_{A-12'}^N \cdot x_0 \cdot L_{A-12'}}{U_{авар}}$$

$$U'_{12} = 110 - \frac{66,646 \cdot 0,204 \cdot 9,6 + 25,209 \cdot 0,420 \cdot 9,6}{110} = 101,487 \text{ кВ}$$

Для ПС № 4:

$$U_4 = U'_{12} = \frac{P_{9-12}^H \cdot r_0 \cdot L_{9-12} + Q_{9-12}^H \cdot x_0 \cdot L_{9-12}}{U'_{12}};$$

$$U_4 = 101,487 = \frac{40,517 \cdot 0,244 \cdot 19,2 + 13,455 \cdot 0,427 \cdot 19,2}{101,487} = 96,243 \text{ кВ}$$

Для ПС № 12:

$$U_{12} = U'_{12} = \frac{P_{12-12}^H \cdot r_0 \cdot L_{12-12} + Q_{12-12}^H \cdot x_0 \cdot L_{12-12}}{U'_{12}};$$

$$U_{12} = 101,487 = \frac{24,225 \cdot 0,244 \cdot 6,4 + 21,345 \cdot 0,427 \cdot 6,4}{101,487} = 99,874 \text{ кВ}$$

$$U'_{10} = U_{A \max} = \frac{P_{A-10}^H \cdot r_0 \cdot L_{A-10} + Q_{A-10}^H \cdot x_0 \cdot L_{A-10}}{U_{A \max}};$$

$$U'_{10} = 110 = \frac{36,859 \cdot 0,159 \cdot 5,6 + 9,655 \cdot 0,413 \cdot 5,6}{110} = 103,547 \text{ кВ}$$

Для ПС № 14:

$$U_{14} = U'_{10} = \frac{P_{14-10}^H \cdot r_0 \cdot L_{14-10} + Q_{14-10}^H \cdot x_0 \cdot L_{14-10}}{U'_{10}};$$

$$U_{14} = 103,547 = \frac{18,568 \cdot 0,244 \cdot 16 + 4,978 \cdot 0,427 \cdot 16}{103,547} = 102,246 \text{ кВ}$$

Для ПС № 10:

$$U_{10} = U'_{10} = \frac{P_{10-10}^H \cdot r_0 \cdot L_{10-10} + Q_{10-10}^H \cdot x_0 \cdot L_{10-10}}{U'_{10}};$$

$$U_{10} = 103,547 = \frac{17,548 \cdot 0,244 \cdot 16 + 4,127 \cdot 0,427 \cdot 16}{103,547} = 101,24 \text{ кВ}$$

9.3.2. Регулирование напряжения в электрической сети

в последовательном режиме

Найдем значения напряжений в электрической сети в последовательном режиме:

$$U'_{н,12} = \frac{99,874}{2} + \sqrt{\frac{99,874^2}{4} - [(30,158) + (212,488)]} = 91,153 \text{ кВ}$$

$$U'_{н,10} = \frac{101,24}{2} + \sqrt{\frac{101,24^2}{4} - [(24,247) + (212,457)]} = 99,851 \text{ кВ}$$

$$U'_{н,14} = \frac{102,246}{2} + \sqrt{\frac{102,246^2}{4} - [(254,245)]} = 100,243 \text{ кВ}$$

$$U'_{н,4} = \frac{96,248}{2} + \sqrt{\frac{96,248^2}{4} - [(25,245) + (230,456)]} = 91,567 \text{ кВ}$$

Ответвление регулируемой части обмотки, обеспечивающее нужное напряжение на шинах низшего напряжения $U_{н,жел}$, найдем по следующему выражению.

Для ПС №4:

$$n_{отв,4}^{жел} = \left(\frac{91,567 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -8,6, \quad \text{округляем } n_{отв,4} = -9$$

$$U_{н,4} = \frac{91,567 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-9) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,354 \text{ кВ}$$

$$\delta U_4 = \frac{10,354 - 10}{10} \cdot 100 = 3,54 \%$$

Для ПС №10:

$$n_{отв,10}^{жел} = \left(\frac{99,851 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -5,89, \quad \text{округляем } n_{отв,10} = -6$$

$$U_{н,10} = \frac{99,851 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-6) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,341 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{10} = \frac{10,341 - 10}{10} \cdot 100 = 3,41 \%$$

Для ПС №12:

$$n_{отв.12}^{жсл} = \left(\frac{91,153 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -8,21, \text{ округляем } n_{отв.12} = -8$$

$$U_{н.12} = \frac{91,153 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-8) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,324 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{12} = \frac{10,324 - 10}{10} \cdot 100 = 3,24 \%$$

Для ПС №14:

$$n_{отв.14}^{жсл} = \left(\frac{100,243 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -6,657, \text{ округляем } n_{отв.14} = -7$$

$$U_{н.14} = \frac{100,243 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-7) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,583 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{14} = \frac{10,583 - 10}{10} \cdot 100 = 5,83 \%$$

Результаты расчета запишем в таблицу 9.3.

Таблица 9.3

№ ПС	U'н, кВ	n _{отв.} ^{жсл}	n _{отв.}	Uн, кВ	δU, %
4	96,58	8,6	-9	10,354	3,54
10	102,147	-5,89	-6	10,341	3,41
12	97,821	-8,21	-8	10,324	3,24
14	101,603	-6,657	-7	10,583	5,83

Рабочие ответвления понижающих трансформаторов обеспечивают поддержание требуемых отклонений напряжений на шинах 10 кВ подстанций во всех рассмотренных режимах работы.



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ И РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

«КАЗАНСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЯ АКАДЕМИКА С.П. КОВАЛЕВА»
(ФГБОУ ВО «КФУ»)

Институт электроэнергетики и электрических систем

Электроэнергетические системы и сети

Отзыв руководителя на курсовой проект

Обучающийся (фамилия)

Ильинкина Радмила Радмиловна

Группа

ЭС-3-17

На тему: Проектирование районной электрической сети

Показатели	Критерии оценивания	Рейтинговая оценка (от 0 до 100 баллов)
1. Самостоятельность выполнения работы	Работа написана самостоятельно Работа носит частично самостоятельный характер Работа носит не самостоятельный характер	12
1. Содержание работы	Полностью соответствует выбранной теме Частично соответствует выбранной теме Не соответствует теме	12
2. Элементы исследования	Определены цели и задачи исследования, сформулированы объект и предмет исследования, показана история и теория вопроса Определены цели и задачи исследования, не четко определены объект и предмет исследования, частично показана история и теория вопроса Не определены цели и задачи исследования, не сформулированы объект и предмет исследования, не показана история и теория вопроса	12
4. Цитирование и наличие ссылочного материала	Достаточно	11
5. Наличие собственных выводов, рекомендаций и предложений, собственной позиции и ее аргументации	Да Нет	11
6. Оформление работы	Соответствует полностью требованиям	11

7. Библиография по теме работы	Соответствует частично требованиям	
	Не соответствует требованиям	
	Актуальна и составлена в соответствии с требованиями	11
	Актуальна и частично соответствует требованиям	
	Не соответствует требованиям	
Итоговый балл		80

Отмеченные достоинства _____

Отмеченные недостатки _____

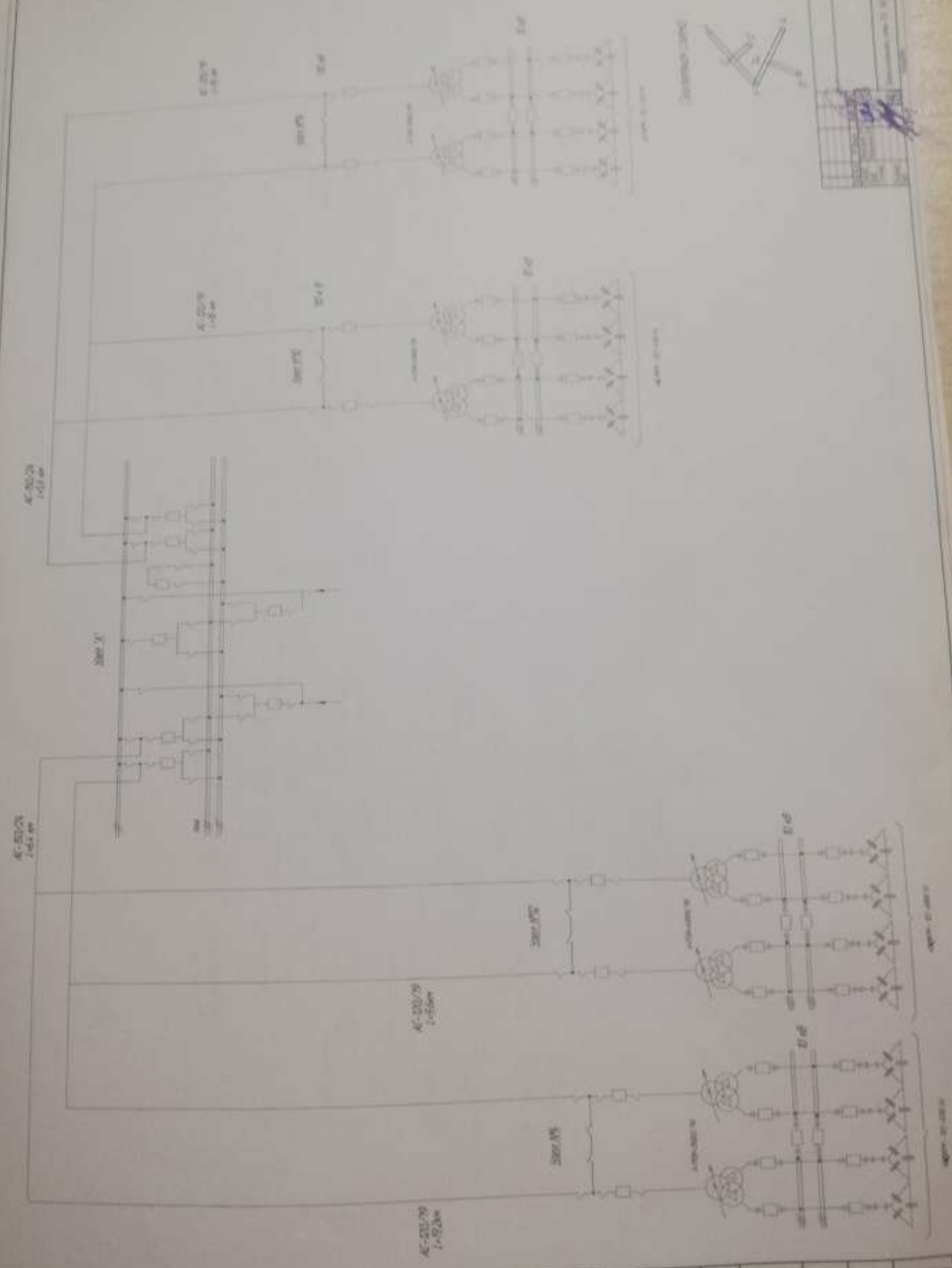
Заключение _____

Руководитель _____ Валиуллина Диля Мансуровна, доцент, к.т.н., доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Дата: « 13 » 01 2021г.

Подпись _____



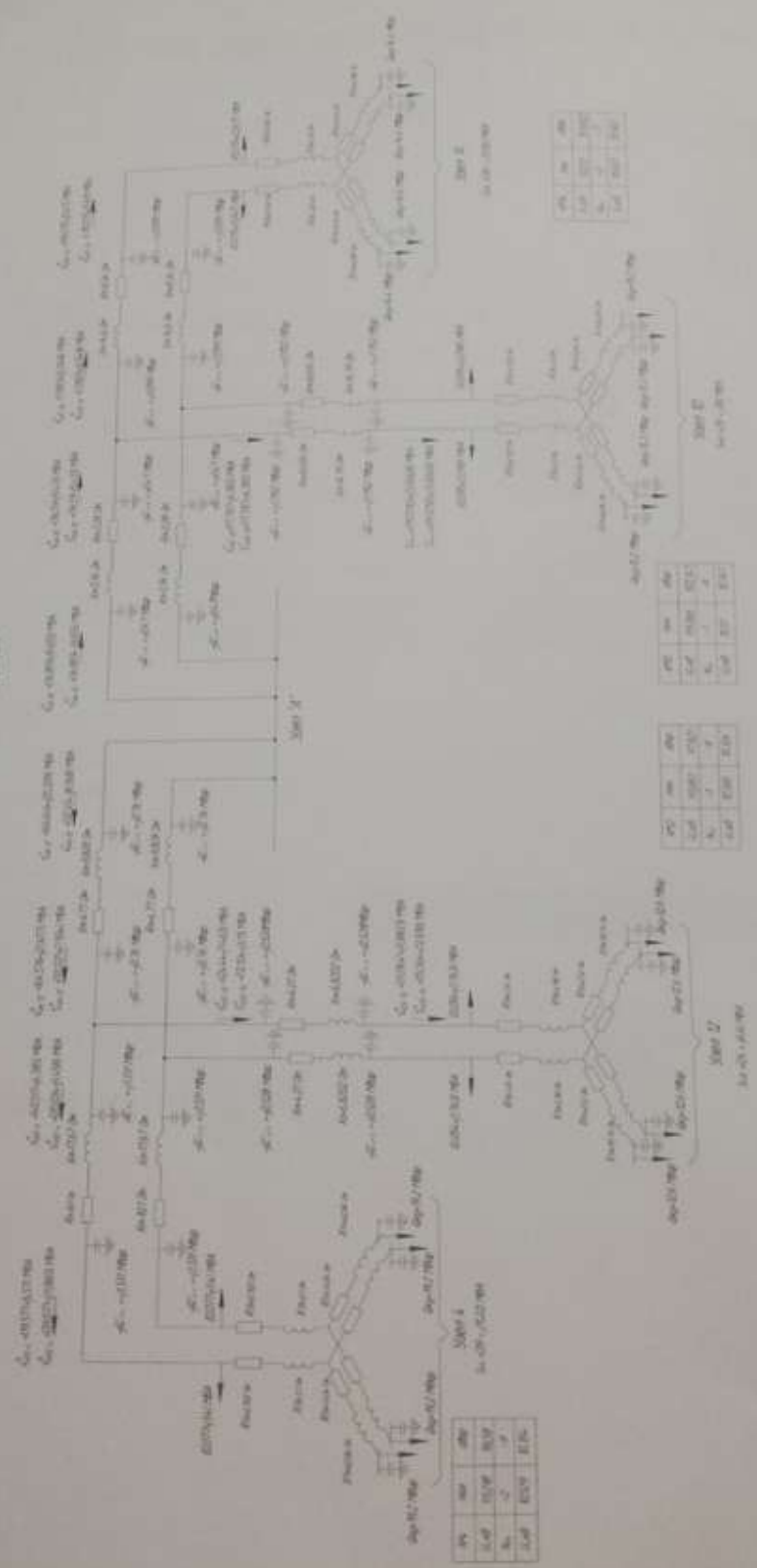


Project Name	Project No.	Sheet No.
Design	100	100
Check	100	100
Approval	100	100



AC-220/380V	1-40.12MW	20000 KVA	AC-220/380V	1-40.12MW	20000 KVA
-------------	-----------	-----------	-------------	-----------	-----------

Схема системы



№	наим.	ед.
1	1000	кВ
2	1000	кВ
3	1000	кВ