



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:

Сафиуллин Булат Максумович
обучающийся 4 курса группы ЭС-3-17

Сафи

(подпись)

Руководитель работы:

Валиуллина Д.М. доцент, ЭСиС

(ФИО, должность, кафедра)

Работа выполнена и
защищена с оценкой хорошо

Дата защиты 13.01.2021

Валиуллина
(подпись руководителя) (дата)

Члены комиссии:

доцент
(должность)

Валиуллина
(подпись)

Д.М. Валиуллина
(И.О. Фамилия)

ст. преподаватель
(должность)

Валиуллина
(подпись)

Н.К. Мухоморова
(И.О. Фамилия)

Казань, 2021 г.

Вариант 9.

1. Исходные данные

Масштаб:

В 1 клетке – 9 км.

Коэффициент активной мощности на подстанции «А»:

$$\cos\varphi_A = 0,92.$$

Напряжение на шинах подстанции «А», кВ:

$$U_{\max} = 118; U_{\text{авар}} = 108.$$

Район по гололеду: I

Число часов использования максимальной нагрузки, час/год:

$$T_{\max} = 3400 .$$

Продолжительность перегрузки силовых трансформаторов в течение суток

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

Максимальная активная нагрузка на подстанции, МВт:

$$P_{\max 4} = 39; P_{\max 10} = 35; P_{\max 12} = 24; P_{\max 14} = 38.$$

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 – 3,25 руб./кВт·ч.

2. Формирование вариантов схемы РЭС и выбор номинального напряжения сети

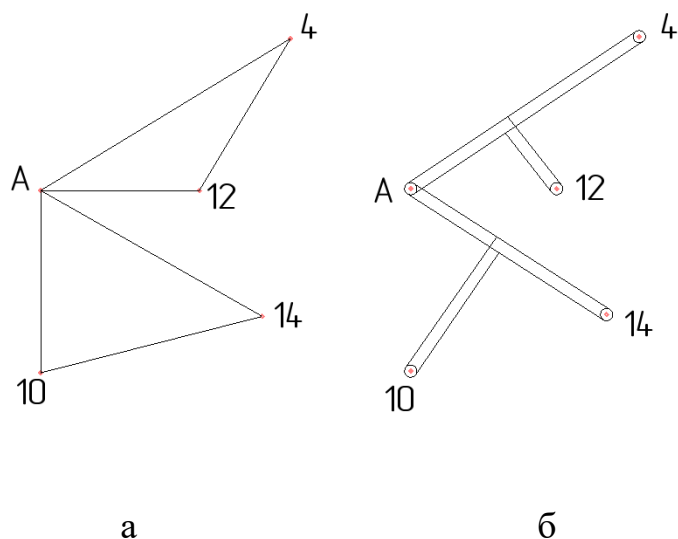


Рис. 1. Схемы конфигурации электрической сети
а – вариант 1; б – вариант 2

ВАРИАНТ 1

Для выбранной конфигурации электрической сети предварительно найдем экономически целесообразное напряжение. Для этой цели следует определить длины трасс линий по участкам, учитывая заданный масштаб и соответствующие передаваемые мощности.

Длины трасс линий:

$L_{A-4}=64,8$ км; $L_{4-12}=45$ км; $L_{A-12}=27$ км; $L_{A-14}=48,6$ км; $L_{14-10}=46,8$ км; $L_{A-10}=36$ км

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

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

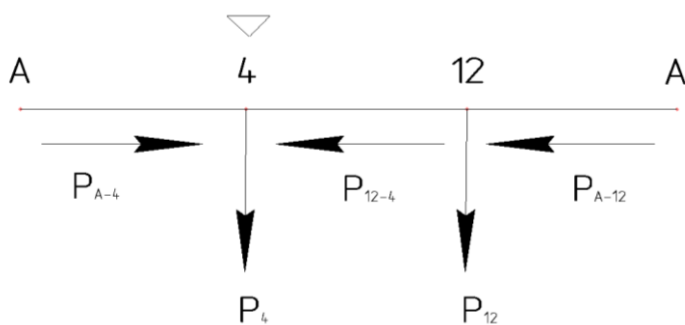


Рис.2. Точка потокораздела 4 и направление мощностей контура А-4-12-А

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

$$P_{A-4} = \frac{P_4(L_{4-12}+L_{A-12})+P_{12}L_{A-12}}{L_{A-4}+L_{4-12}+L_{A-12}} = \frac{39*(45+27)+24*27}{64,8+45+27} = 25,26 \text{ МВт}$$

$$P_{A-12} = \frac{P_{12}(L_{4-12}+L_{A-4})+P_4L_{A-4}}{L_{A-4}+L_{4-12}+L_{A-12}} = \frac{24*(45+64,8)+39*64,8}{64,8+45+27} = 37,74 \text{ МВт}$$

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

$$P_{12-4} = P_{A-12} - P_{12} = 37,74 - 24 = 13,74 \text{ МВт}$$

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

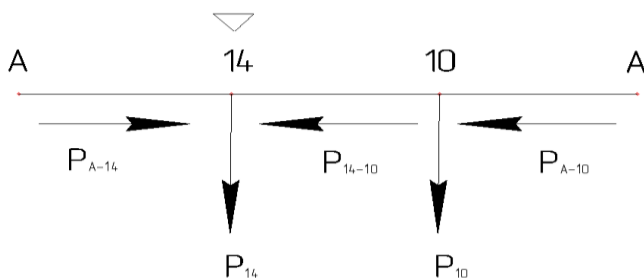


Рис. 3. Точка потокораздела 14 и направление мощностей контура А-14-10-А

$$P_{A-14} = \frac{P_{14}(L_{14-10}+L_{A-10})+P_{10}L_{A-10}}{L_{A-14}+L_{14-10}+L_{A-10}} = \frac{38*(46,8+36)+35*36}{48,6+46,8+36} = 33,53 \text{ МВт}$$

$$P_{A-10} = \frac{P_{10}(L_{14-10}+L_{A-14})+P_{14}L_{A-14}}{L_{A-14}+L_{14-10}+L_{A-10}} = \frac{35*(46,8+48,6)+38*48,6}{48,6+46,8+36} = 36,11 \text{ МВт}$$

По первому закону Кирхгофа найдем мощность на участке 14-10:

$$P_{14-10} = P_{A-10} - P_{10} = 36,11 - 35 = 1,11 \text{ МВт}$$

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{\text{ном.А-4}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{64,8} + \frac{2500}{25,26}}} = 96,82 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.12-4}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{45} + \frac{2500}{13,74}}} = 71,97 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.А-12}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{27} + \frac{2500}{37,74}}} = 108,56 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.А-14}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{46,8} + \frac{2500}{1,11}}} = 21,021 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.14-10}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{46,8} + \frac{2500}{1,53}}} = 24,66 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.А-10}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{36} + \frac{2500}{36,11}}} = 109,68 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.ср}}^{\text{э}} = \frac{96,82 + 71,97 + 108,56 + 21,021 + 24,66 + 109,68}{6} = 72,11 \text{ кВ}$$

Выбранная схема электрической сети будет выполняться на напряжении $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$.

ВАРИАНТ 2

Сделаем расчеты для конфигурации электрической сети с отпайкой (вариант 2). В месте присоединения отпайки получаем виртуальную точку 12' и 10' для дальнейших расчетов определяем длины трасс линий по участкам А-12', 12'-12, 12'-4 и А-10', 10'-10, 10'-14.

Длины трасс линий:

$$L_{\text{А-12}'} = 23,4 \text{ км}; \quad L_{12'-12} = 16,2 \text{ км}; \quad L_{12'-4} = 41,4 \text{ км}; \quad L_{\text{А-10}'} = 14,4 \text{ км}; \quad L_{10'-10} = 32,4 \text{ км};$$

$$L_{10'-14} = 34,2 \text{ км}.$$

Затем (для всех участков двухцепных линий) определяем потоки мощности по каждой цепи:

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии А-12}': \quad P_{\text{А-12}'} = \frac{P_{12} + P_4}{2} = \frac{24 + 39}{2} = 31,5 \text{ МВт}$$

- для первой цепи (1ц) линии 12'-12: $P_{12'-12} = \frac{P_{12}}{2} = \frac{24}{2} = 12$ МВт
- для первой цепи (1ц) линии 12'-4: $P_{12'-4} = \frac{P_4}{2} = \frac{39}{2} = 19,5$ МВт
- для первой цепи (1ц) линии А-10': $P_{А-10'} = \frac{P_{10}+P_{14}}{2} = \frac{35+38}{2} = 36,5$ МВт
- для первой цепи (1ц) линии 10'-10: $P_{10'-10} = \frac{P_{10}}{2} = \frac{35}{2} = 17,5$ МВт
- для первой цепи (1ц) линии 10'-14: $P_{10'-14} = \frac{P_{14}}{2} = \frac{38}{2} = 19$ МВт
- для вторых цепей (2ц) указанных линий значения мощностей будут такими же.

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{\text{ном.А-12}'}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{21,6} + \frac{2500}{28,5}}} = 99,63 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.12}'-12}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{16,2} + \frac{2500}{15,5}}} = 64,65 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.12}'-4}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{43,2} + \frac{2500}{13}}} = 84,43 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.А-10}'}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{16,2} + \frac{2500}{31}}} = 98,43 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.10}'-10}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{34,2} + \frac{2500}{19}}} = 79,48 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.10}'-14}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{32,4} + \frac{2500}{12}}} = 82,7 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.ср}}^{\text{э}} = \frac{99,63+64,65+84,43+98,43+79,48+82,7}{6} = 84,6 \text{ кВ}$$

Исходя из полученных результатов, видно, что выбранная схема электрической сети будет выполняться на напряжении $U_{\text{ном}} = 110$ кВ.

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

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

$\Delta P_c = 0,05$ - Потери активной мощности;

$k_0 = 0,95$ – одновременно потребляемая активная мощность

$$P_{\Pi, \text{нб}} = (k_0 + \Delta P_c) (P_3 + P_6 + P_8 + P_{10}) = (0,95 + 0,05)(39+35+24+38) = 136 \text{ МВт.}$$

Найдем наибольшую реактивную нагрузку i -го узла $Q_{\text{нб},i}$, Мвар, и наибольшую полную нагрузку

i -го узла $S_{\text{нб},i}$, МВ·А:

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

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

Для 4-й подстанции наибольшая реактивная нагрузка:

$$Q_{\text{нб},4} = P_{\text{нб},4} \cdot \operatorname{tg} \varphi_4 = 39 \cdot 0,78 = 30,42 \text{ Мвар};$$

для 10, 12, 14-й подстанций

$$Q_{\text{нб},10} = P_{\text{нб},10} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{10} = 35 \cdot 0,72 = 25,2 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{нб},12} = P_{\text{нб},12} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{12} = 24 \cdot 0,8 = 19,2 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{нб},14} = P_{\text{нб},14} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{14} = 38 \cdot 0,67 = 25,46 \text{ Мвар};$$

Для 4-й подстанции наибольшая полная нагрузка:

$$S_{\text{нб},4} = \sqrt{P_{\text{нб},4}^2 + Q_{\text{нб},4}^2} = \sqrt{39^2 + 30,42^2} = 49,46 \text{ МВ*А}$$

для 10, 12, 14-й подстанций:

$$S_{\text{нб},10} = \sqrt{P_{\text{нб},10}^2 + Q_{\text{нб},10}^2} = \sqrt{35^2 + 25,2^2} = 43,12 \text{ МВ*А}$$

$$S_{\text{нб},12} = \sqrt{P_{\text{нб},12}^2 + Q_{\text{нб},12}^2} = \sqrt{24^2 + 19,2^2} = 30,73 \text{ МВ*А}$$

$$S_{\text{нб},14} = \sqrt{P_{\text{нб},14}^2 + Q_{\text{нб},14}^2} = \sqrt{38^2 + 25,46^2} = 45,74 \text{ МВ*А}$$

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 $\alpha_{T,i}$ примем равным 1.

$$\Delta Q_{T,\Sigma} = 0,1[\alpha_{T,i}(S_{НБ,4} + S_{НБ,10} + S_{НБ,12} + S_{НБ,14})] = 0,1[1(49,46 + 43,12 + 30,73 + 45,74)] = 16,905 \text{ Мвар.}$$

Наибольшая реактивная мощность $Q_{П.НБ}$,

$$Q_{П.НБ} = 0,98(Q_{НБ,4} + Q_{НБ,10} + Q_{НБ,12} + Q_{НБ,14}) + \Delta Q_{T,\Sigma} = 115,1794 \text{ Мвар}$$

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

Полученное значение суммарной потребляемой реактивной мощности $Q_{П.НБ} = 115,1794$ Мвар сравниваем со значением реактивной мощности Q_c , которую целесообразно получать из системы в проектируемую сеть, удовлетворяющей балансу реактивной мощности в системе:

$$Q_c = P_{П.НБ} \cdot \operatorname{tg} \varphi_A$$

где $P_{П.НБ}$ – наибольшая суммарная активная мощность, потребляемая в проектируемой сети, определена выше; $\operatorname{tg} \varphi_A = 0,328$;

$$Q_c = P_{П.НБ} \cdot \operatorname{tg} \varphi_A = 136 \cdot 0,43 = 58,48 \text{ Мвар}$$

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

$$Q_{K\Sigma} = Q_{П.НБ} - Q_c = 115,1794 - 58,48 = 56,7 \text{ Мвар}$$

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

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

– для 4-й подстанции:

$$Q_{K,4} = P_{НБ,4}(\operatorname{tg} \varphi_4 - \operatorname{tg} \varphi_A) = 39(0,78 - 0,43) = 13,65 \text{ Мвар};$$

– для 10, 12, 14-й подстанций:

$$Q_{k,10} = P_{нб,10} (\operatorname{tg} \varphi_{10} - \operatorname{tg} \varphi_A) = 35(0,72 - 0,43) = 10,15 \text{ Мвар};$$

$$Q_{k,12} = P_{нб,12} (\operatorname{tg} \varphi_{12} - \operatorname{tg} \varphi_A) = 24(0,8 - 0,43) = 8,88 \text{ Мвар};$$

$$Q_{k,14} = P_{нб,14} (\operatorname{tg} \varphi_{14} - \operatorname{tg} \varphi_A) = 38(0,67 - 0,43) = 9,12 \text{ Мвар}.$$

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

– для 4-й подстанции:

$$Q_{k,4} = P_{нб,4} (\operatorname{tg} \varphi_4 - \operatorname{tg} \varphi_3) = 39(0,78 - 0,3) = 18,72 \text{ Мвар};$$

для 10, 12, 14-й подстанций:

$$Q_{k,10} = P_{нб,10} (\operatorname{tg} \varphi_{10} - \operatorname{tg} \varphi_3) = 35(0,72 - 0,3) = 14,7 \text{ Мвар};$$

$$Q_{k,12} = P_{нб,12} (\operatorname{tg} \varphi_{12} - \operatorname{tg} \varphi_3) = 24(0,8 - 0,3) = 12 \text{ Мвар};$$

$$Q_{k,14} = P_{нб,14} (\operatorname{tg} \varphi_{14} - \operatorname{tg} \varphi_3) = 38(0,67 - 0,3) = 14,06 \text{ Мвар}.$$

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-10,5-4800-УЗ |
| 10 | 4 | УКРМ-10,5-3800-УЗ |
| 12 | 4 | УКРМ-10,5-3150-УЗ |
| 14 | 4 | УКРМ-10,5-3600-УЗ |

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

- для 4-го узла $Q_{k,4}$: $4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 4800 = 19,2$ Мвар;

- для 10-го узла $Q_{k,10}$: $4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 3800 = 15,2$ Мвар;

- для 12-го узла $Q_{k,12}$: $4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 3150 = 12,6$ Мвар;

- для 14-го узла $Q_{k,14}$: $4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 3600 = 14,4$ 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:

$$Q_4 = Q_{нб,4} - Q_{k,4} = 30,42 - 19,2 = 11,22 \text{ Мвар};$$

$$Q_{10} = Q_{нб,10} - Q_{k,10} = 25,2 - 15,2 = 10 \text{ Мвар};$$

$$Q_{12} = Q_{нб,12} - Q_{k,12} = 19,2 - 12,6 = 6,6 \text{ Мвар};$$

$$Q_{14} = Q_{нб,14} - Q_{k,14} = 25,46 - 14,4 = 11,06 \text{ Мвар}.$$

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:

$$S_4 = P_{нб,4} + jQ_4 = 39 + j11,22 = 40,58 \text{ МВА};$$

$$S_{10} = P_{нб,10} + jQ_{10} = 35 + j10 = 36,4 \text{ МВА};$$

$$S_{12} = P_{нб,12} + jQ_{12} = 24 + j6,6 = 24,89 \text{ МВА};$$

$$S_{14} = P_{нб,14} + jQ_{14} = 38 + j11,06 = 39,57 \text{ МВА};$$

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 $P_{\max} \geq 10$ 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:

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

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

$$\text{- для ПС №4: } S_{\text{РАСЧ.ТР4}} = \frac{S_4}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{40,58}{1,1} = 36,89 \text{ МВА};$$

$$\text{- для ПС №10: } S_{\text{РАСЧ.ТР10}} = \frac{S_{10}}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{36,4}{1,1} = 33,09 \text{ МВА};$$

$$\text{- для ПС №12: } S_{\text{РАСЧ.ТР12}} = \frac{S_{12}}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{24,89}{1,1} = 22,62 \text{ МВА};$$

$$\text{- для ПС №14: } S_{\text{РАСЧ.ТР14}} = \frac{S_{14}}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{39,57}{1,1} = 35,97 \text{ МВА}.$$

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 | 40,58 | 39,89 | 2 × ТРДН –40000/110 |
| 10 | 36,4 | 33,09 | 2 × ТРДН –40000/110 |
| 12 | 24,89 | 22,62 | 2 × ТРДН –25000/110 |
| 14 | 39,57 | 35,97 | 2 × ТРДН –40000/110 |

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 |
| $U_{к ВН-НН}, \%$ | 10,5 | 10,5 |
| $U_{к ВН-НН1 (ВН-НН2)}, \%$ | 20 | 20 |
| $\Delta P_{к}, кВт$ | 120 | 170 |
| $\Delta P_{х}, кВт$ | 25 | 34 |
| $I_{х}, \%$ | 0,45 | 0,55 |

6. Выбор сечения проводников воздушных линий электропередачи.

ВАРИАНТ 1

Рассмотрим А–4–12–А линию с двухсторонним питанием (А–4–12–А). Наметим точку потокораздела – точку 4 – и направления потоков мощности.

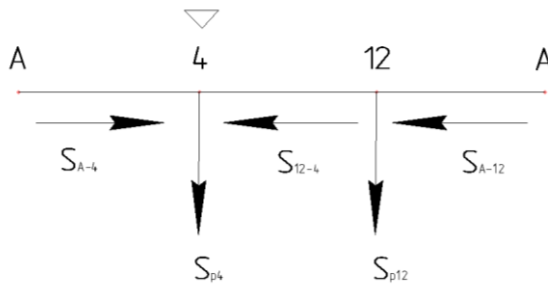


Рис. 4. Потокораздел 4 и направление потоков мощностей А–4–12–А

Найдем потоки полной мощности по упрощенным формулам по участкам А–4, А–12, 12–4:

$$S_{A-4} = \frac{S_4(L_{12-4} + L_{A-12}) + S_{12}L_{A-12}}{L_{A-4} + L_{12-4} + L_{A-12}} = \frac{40,58 \cdot (45 + 27) + 24,89 \cdot 27}{64,8 + 45 + 27} = 26,27 \text{ МВА}$$

$$S_{A-12} = \frac{S_{12}(L_{12-4} + L_{A-4}) + S_4L_{A-4}}{L_{A-4} + L_{12-4} + L_{A-12}} = \frac{24,89 \cdot (45 + 64,8) + 40,58 \cdot 64,8}{64,8 + 45 + 27} = 39,19 \text{ МВА}$$

По первому закону Кирхгофа найдем переток мощности на участке 12–4:

$$S_{12-4} = S_{A-12} - S_{12} = 39,19 - 24,89 = 14,3 \text{ МВА}$$

Далее рассмотрим кольцо А-14-10-А:

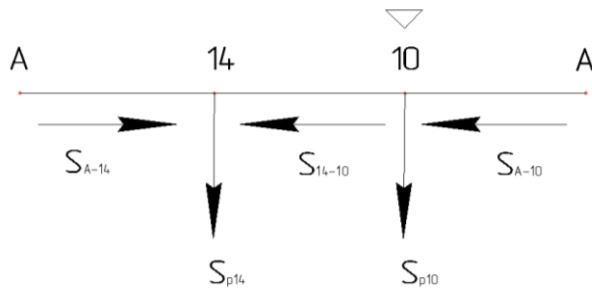


Рис. 5. Точка потокоораздела 10 и направление потоков мощностей контура А–14–10–А

$$S_{A-14} = \frac{S_{14}(L_{14-10}+L_{A-10})+S_{10}L_{A-10}}{L_{A-14}+L_{14-10}+L_{A-10}} = \frac{39,57*(46,8+36)+36,4*36}{48,6+46,8+36} = 34,9 \text{ МВА}$$

$$S_{A-10} = \frac{S_{10}(L_{14-10}+L_{A-14})+S_{14}L_{A-14}}{L_{A-4}+L_{14-10}+L_{A-10}} = \frac{36,4*(46,8+48,6)+39,57*48,6}{48,6+46,8+36} = 41,06 \text{ МВА}$$

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

$$S_{14-10} = S_{A-14} - S_{14} = 41,06 - 36,4 = 4,66 \text{ МВА}$$

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:

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

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_{max} . Принимается равным 1 по [4, табл. 3.13]

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

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

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

где S – полная мощность, передаваемая по линии.

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

- в линии А-4: $I_{PA-4} = \frac{26,27 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 115,8 \text{ А}$
- в линии А-12: $I_{PA-12} = \frac{39,19 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 172,78 \text{ А}$
- в линии 12-4: $I_{P12-4} = \frac{14,3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 63,046 \text{ А}$
- в линии А-14: $I_{PA-14} = \frac{34,9 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 153,87 \text{ А}$
- в линии А-10: $I_{PA-10} = \frac{41,06 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 181,027 \text{ А}$
- в линии 14-10: $I_{P14-10} = \frac{4,66 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 20,545 \text{ А}$

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

$$F_{A-4} = \frac{I_{pA-4}}{J_3} = \frac{115,8}{1,1} = 105,27 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-12} = \frac{I_{pA-12}}{J_3} = \frac{171}{1,1} = 157,07 \text{ мм}^2$$

$$F_{12-4} = \frac{I_{p12-4}}{J_3} = \frac{63,046}{1,1} = 57,31 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-14} = \frac{I_{pA-14}}{J_3} = \frac{153,87}{1,1} = 139,88 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-10} = \frac{I_{pA-10}}{J_3} = \frac{181,027}{1,1} = 164,57 \text{ мм}^2$$

$$F_{14-10} = \frac{I_{p14-10}}{J_3} = \frac{20,545}{1,1} = 18,67 \text{ мм}^2$$

Для линии выбираем ближайшие стандартные сечения:

- для А – 4: АС – 120/19;
- для А – 12: АС – 185/27;
- для 12 – 4: АС – 120/19;
- для А – 14: АС – 150/24;
- для А – 10: АС – 185/27;
- 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):

$$S_{A-12 \text{ авар}} = S_4 + S_{12} = 40,58 + 24,89 = 65,47 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-12}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-12 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{65,47 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 288,64 \text{ А}$$

- при обрыве линии А – 12:

$$S_{A-4 \text{ авар}} = S_4 + S_{12} = 65,47 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-12}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-4 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 288,64 \text{ А}$$

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

$$S_{12-4 \text{ авар}} = S_{12} = 40,58 \text{ МВА}$$

$$I_{p \ 12-4}^{\text{авар}} = \frac{S_{12-4\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 178 \text{ А}$$

Затем рассмотрим кольцо (А-14-10-А):

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

$$S_{A-10 \text{ авар}} = S_{14} + S_{12} = 39,57 + 36,4 = 75,97 \text{ МВА}$$

$$I_{p \ A-10}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-10\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{75,97 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 334,94 \text{ А}$$

– при обрыве линии А – 10:

$$S_{A-14 \text{ авар}} = S_{14} + S_{10} = 75,97 \text{ МВА}$$

$$I_{p \ A-12}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-4\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 334,94 \text{ А}$$

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

$$S_{14 \text{ авар-10}} = S_{14} = 39,57 \text{ МВА}$$

$$I_{p \ 14-10}^{\text{авар}} = \frac{S_{14-10\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 174,45 \text{ А}$$

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

– для А - 4: $288,64 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС–120/19;

– для А - 12: $288,64 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 510 \text{ А}$ для АС–150/27;

– для 12- 4: $178 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС–120/19;

– для А - 14: $334,94 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$ для АС–120/24;

– для А - 10: $334,94 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 510 \text{ А}$ для АС–185/27;

– Для 14- 10: $174 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ 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. Все полученные результаты запишем в табл. 6.1.

Таблица 6.1

| | | | | | | |
|---------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Линия | А - 4 | А - 12 | 12 - 4 | А - 14 | А - 10 | 14 - 10 |
| $I_{p,i}, A$ | 115,8 | 172,78 | 63,046 | 153,87 | 181,027 | 20,545 |
| Марка провода | АС - 120/19 | АС - 185/27 | АС - 120/19 | АС - 150/24 | АС - 185/27 | АС - 120/19 |
| $I_{p,i}^{авар}, A$ | 288,64 | 288,64 | 178 | 334,94 | 334,94 | 174,85 |
| $I_{доп,i}, A$ | 390 | 510 | 390 | 450 | 510 | 390 |

При сравнении наибольшего тока в послеаварийном режиме с длительно допустимым током по нагреву выполняется неравенство (6.4), и, следовательно, выбранные провода удовлетворяют условию по экономической плотности тока и допустимому нагреву в послеаварийном режиме.

ВАРИАНТ 2

Рассмотрим двухцепные линии. Найдем потоки полной мощности по участкам А-12', 12'-12, 12'-4 и А-10', 10'-10, 10'-14 по каждой цепи двухцепных линий:

$$S_{A-12'} = \frac{S_{12} + S_4}{2} = \frac{24,89 + 40,58}{2} = 32,735 \text{ МВА}$$

$$S_{12'-12} = \frac{S_{12}}{2} = \frac{24,89}{2} = 12,445 \text{ МВА}$$

$$S_{12'-4} = \frac{S_4}{2} = \frac{40,58}{2} = 20,29 \text{ МВА}$$

$$S_{A-10'} = \frac{S_{10} + S_{14}}{2} = \frac{36,4 + 39,57}{2} = 37,985 \text{ МВА}$$

$$S_{10'-10} = \frac{S_{10}}{2} = \frac{36,4}{2} = 18,2 \text{ МВА}$$

$$S_{10'-14} = \frac{S_{14}}{2} = \frac{39,57}{2} = 19,785 \text{ МВА}$$

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

- в одной цепи линии А-12': $I_{PA-12'} = 144,32 \text{ А}$
- в одной цепи линии 12'-12: $I_{P12'-12} = 54,86 \text{ А}$
- в одной цепи линии 12'-4: $I_{P12'-4} = 89,45 \text{ А}$
- в одной цепи линии А-10': $I_{PA-10'} = 167,47 \text{ А}$
- в одной цепи линии 10'-10: $I_{P10'-10} = 80,24 \text{ А}$
- в одной цепи линии 10'-14: $I_{P10'-14} = 87,23 \text{ А}$

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

– Для одной цепи двухцепных линий:

$$F_{A-12'} = \frac{I_{pA-12'}}{J_э} = \frac{144,32}{1,1} = 131,2 \text{ мм}^2$$

$$F_{12'-12} = \frac{I_{p12'-12'}}{J_э} = 49,87 \text{ мм}^2$$

$$F_{12'-4} = \frac{I_{p12'-4}}{J_э} = 81,31 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-10'} = \frac{I_{pA-10'}}{J_э} = 152,24 \text{ мм}^2$$

$$F_{10'-10} = \frac{I_{p10'-10'}}{J_э} = 72,94 \text{ мм}^2$$

$$F_{10'-14} = \frac{I_{p10'-14}}{J_э} = 79,3 \text{ мм}^2$$

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 выбираем ближайшие стандартные сечения:

- Для А - 12': АС – 150/24;
- Для 12' - 12: АС – 120/29;
- Для 12' - 4: АС – 120/19;
- Для А – 10': АС – 185/27;
- Для 10' - 10: АС – 120/19;
- Для 10' - 14: АС – 120/19.

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

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

– обрыв одной цепи линии А - 12':

$$S_{A-12' \text{ авар}} = S_{12} + S_4 = 24,89 + 40,58 = 65,47 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-12'}^{\text{ авар}} = \frac{S_{A-12' \text{ авар}} * \alpha_i * \alpha_t}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}}} = 288,64 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии 12' - 12:

$$S_{12'-12 \text{ авар}} = S_{12} = 24,89 \text{ МВА}$$

$$I_{p12'-12}^{\text{ авар}} = \frac{S_{12'-12 \text{ авар}} * \alpha_i * \alpha_t}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}}} = 109,73 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии 12' - 4:

$$S_{12'-4 \text{ авар}} = S_4 = 40,58 \text{ МВА}$$

$$I_{p12'-4}^{\text{ авар}} = \frac{S_{12'-4 \text{ авар}} * \alpha_i * \alpha_t}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}}} = 178,91 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии А - 10':

$$S_{A-10' \text{ авар}} = S_{10} + S_{14} = 36,4 + 39,57 = 75,97 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-10'}^{\text{ авар}} = \frac{S_{A-10' \text{ авар}} * \alpha_i * \alpha_t}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}}} = 334,94 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии 10' - 10:

$$S_{10'-10 \text{ авар}} = S_{10} = 36,4 \text{ МВА}$$

$$I_{p10'-10}^{\text{ авар}} = \frac{S_{10'-10 \text{ авар}} * \alpha_i * \alpha_t}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}}} = 160,48 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии 10' - 14:

$$S_{10'-14 \text{ авар}} = S_{14} = 39,57 \text{ МВА}$$

$$I_{p10'-14}^{\text{ авар}} = \frac{S_{10'-14 \text{ авар}} * \alpha_i * \alpha_t}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}}} = 177,45 \text{ А}$$

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

- Для А - 12': $288,64 \text{ A} \leq I_{\text{доп}} = 450 \text{ A}$ для АС–150/24;
- Для 12' – 12: $109,73 \text{ A} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}$ для АС–120/19;
- Для 12' – 4: $178,911 \text{ A} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}$ для АС–120/19;
- Для А - 10': $334,94 \text{ A} \leq I_{\text{доп}} = 510 \text{ A}$ для АС–185/27;
- Для 10' – 10: $160,48 \text{ A} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}$ для АС–120/19;
- Для 10' – 14: $177,45 \text{ A} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}$ 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

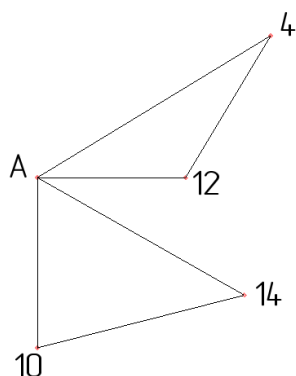
Таблица 6.1

| Линия | А - 12' | 12' – 12 | 12' – 4 | А - 10' | 10' – 10 |
|-----------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| $I_{p,i}, \text{A}$ | 144,32 | 54,86 | 89,45 | 167,47 | 80,24 |
| Марка провода | АС – 150/27 | АС – 120/19 | АС – 120/19 | АС – 185/27 | АС – 120/19 |
| $I_{p,i}^{\text{авар}}, \text{A}$ | 288,64 | 109,73 | 178,911 | 334,94 | 160,48 |
| $I_{\text{доп},i}, \text{A}$ | 450 | 390 | 390 | 510 | 390 |

При сравнении наибольшего тока в послеаварийном режиме с длительно допустимым током по нагреву выполняется неравенство (6.4), и, следовательно, 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 № 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»

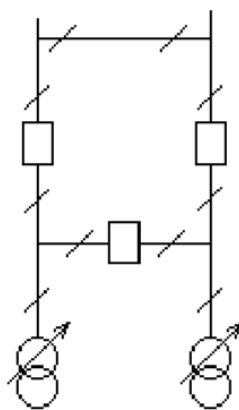
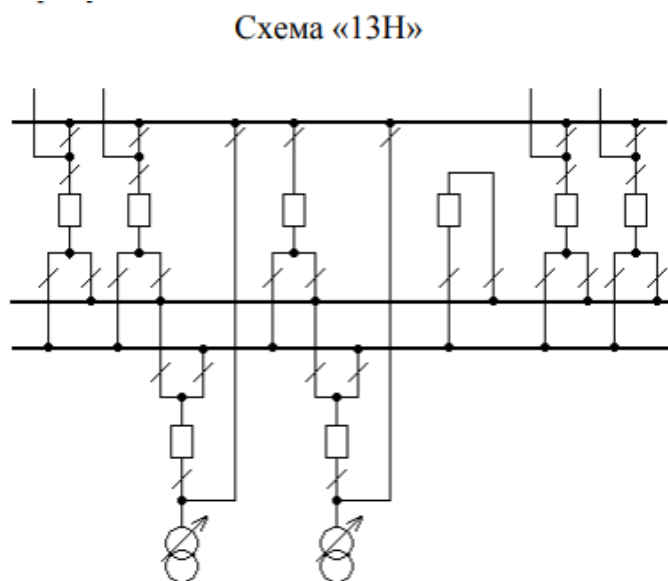


Рис. 3.6

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



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 части I).

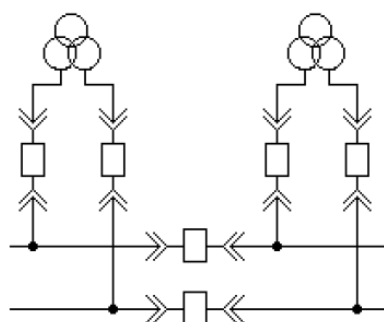
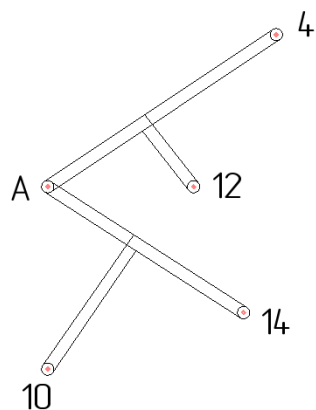


Рис.3.12.
Схема 10(6) – 2

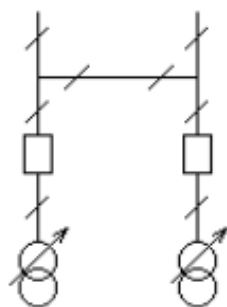
Вариант 2



Применение схем распределительных устройств (РУ) на стороне ВН

Для ПС № 4, 10, 12 и 14 выбирают схему «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» № 4Н (рис. 3.5 части I).

Схема «4Н»



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

Схема «13Н»

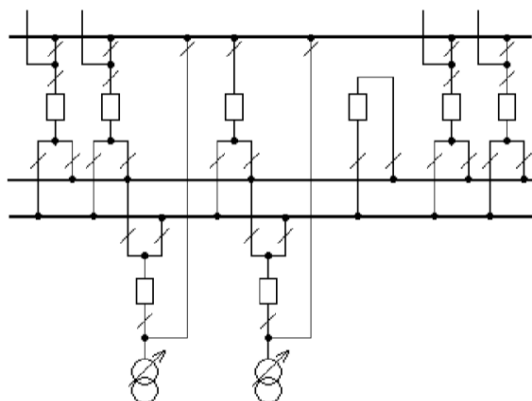


Рис. 3.10

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 части I).

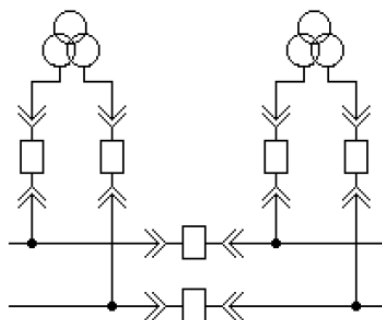


Рис.3.12.

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 1

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 «кольца»:

$$K_{A-4} = 64,8 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 3,30 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-12} = 27 \cdot 950 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 1,54 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{12-4} = 45 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 2,29 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-14} = 48,6 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 2,47 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{14-10} = 46,8 \cdot 950 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 2,66 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-10} = 36 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 1,83 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{\text{ЛЭП}} = (3,3 + 1,54 + 2,29 + 2,47 + 2,66 + 1,83) \cdot 10^8 = 14,09 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

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

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

$$= 164,4 \cdot 10^6 \text{ руб}$$
 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-10,5-4800-УЗ | 1550*6 | 4 | 6200*6 |
| УКРМ-10,5-3800-УЗ | 1125*6 | 4 | 4500*6 |
| УКРМ-10,5-3150-УЗ | 1125*6 | 4 | 4500*6 |
| УКРМ-10,5-3600-УЗ | 1125*6 | 4 | 4500*6 |

В сумме : $K_{ку} = 1,182 \cdot 10^8$ 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 | А | 423900 |
| РУ–110 кВ. Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий 5Н | 180000 | 54000 | 4,10,12,14 | 936000 |

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

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

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

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

$$K_{руНН} = 6,0 \cdot (85 \cdot 10^3 \cdot 28 \cdot 4) = 0,5712 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Вложения в распределительные устройства сети

$$K_{ру} = K_{руВН} + K_{руНН} = 13,599 \cdot 10^8 + 0,5712 \cdot 10^8 = 14,1702 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

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

$$K = K_{ЛЭП} + K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ру}$$

$$K_{(1)} = (14,09 + 1,644 + 1,182 + 14,1702) \cdot 10^8 = 31,0862 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Расчёт суммарных годовых потерь электроэнергии представлен ниже.

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

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

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

$$\Delta W_{T4} = 0,034 \cdot 8760 + 0,17 \cdot \left(\frac{40,58}{40 \cdot 2} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 380,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T10} = 0,034 \cdot 8760 + 0,17 \cdot \left(\frac{36,4}{40 \cdot 2} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 364,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T12} = 0,025 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{24,89}{25 \cdot 2} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 240,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T14} = 0,034 \cdot 8760 + 0,17 \cdot \left(\frac{39,57}{40 \cdot 2} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 376,28 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{ТР}}^{\Sigma} = 2(380,3 + 364,2 + 240,9 + 376,28) = 2,723 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются как:

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

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-4} = \left(\frac{26,27}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 64,8 \cdot \left(0,124 + \frac{3400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1700,74 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-12} = \left(\frac{39,19}{110} \right)^2 \cdot 0,159 \cdot 27 \cdot \left(0,124 + \frac{3400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1027,69 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{4-12} = \left(\frac{14,3}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 45 \cdot \left(0,124 + \frac{3400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 349,96 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-14} = \left(\frac{34,9}{110} \right)^2 \cdot 0,204 \cdot 48,6 \cdot \left(0,124 + \frac{3400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1882,22 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{14-10} = \left(\frac{4,66}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 46,8 \cdot \left(0,124 + \frac{3400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 38,65 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{10-A} = \left(\frac{41,06}{110} \right)^2 \cdot 0,159 \cdot 36 \cdot \left(0,124 + \frac{3400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1504,15 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Sigma} = 1700,74 + 1027,69 + 349,96 + 1882,22 + 38,65 + 1504,15 = 6,5 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

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

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

$$И_{\Delta W(1)} = 3,25 \cdot (6,5 \cdot 10^3 + 2,723 \cdot 10^3) \cdot 10^3 = 2,997 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

Вариант 2

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

$$K_{A-12'} = 23,4 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 1,61 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{12'-12} = 16,2 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 1,11 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{12'-4} = 41,4 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 2,85 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-10'} = 14,4 \cdot 1650 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 1,42 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{10-10'} = 32,4 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 2,23 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{14-10'} = 34,2 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 2,35 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{\text{ЛЭП}} = (1,61 + 1,11 + 2,85 + 1,42 + 2,23 + 2,35) \cdot 10^8 = 11,57 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

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

$$K_T = K_{\text{ПЕРЕСЧ}} \cdot \sum_{i=1}^4 K_{\text{ТРi}} = 6,0 \cdot (7,3 + 7,3 + 5,5 + 7,3) \cdot 10^6 = \\ = 164,4 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

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-10,5-4800-УЗ | 1550*6 | 4 | 6200*6 |
| УКРМ-10,5-3800-УЗ | 1125*6 | 4 | 4500*6 |
| УКРМ-10,5-3150-УЗ | 1125*6 | 4 | 4500*6 |
| УКРМ-10,5-3600-УЗ | 1125*6 | 4 | 4500*6 |

В сумме : $K_{\text{КУ}} = 1,182 \cdot 10^8 \text{ руб}$

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

| Наименование РУ | Стоимость, тыс. руб. | Постоянная часть затрат, тыс. руб | Номер узла | Всего, тыс. руб. |
|--|----------------------|-----------------------------------|------------|------------------|
| РУ–110 кВ. Две рабочие и обходная система шин 13Н | 350400 | 73500 | А | 423900 |
| РУ–110 кВ. Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий 4Н | 91200 | 54000 | 4,10,12,14 | 580800 |

В сумме : $K_{руВН} = 10,047 \cdot 10^8$ 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 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 найдем, используя [4, табл. 7.19] для вакуумных выключателей:

$$K_{руНН} = 6,0 \cdot (85 \cdot 10^3 \cdot 28 \cdot 4) = 0,5712 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Вложения в распределительные устройства сети

$$K_{ру} = K_{руВН} + K_{руНН} = 10,047 \cdot 10^8 + 0,5712 \cdot 10^8 = 10,6182 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

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

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

$$K_{(2)} = (11,57 + 1,644 + 1,182 + 10,6182) \cdot 10^8 = 25,0142 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Расчёт суммарных годовых потерь электроэнергии представлен ниже.

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

$$\Delta W_T = \Delta P_x \cdot 8760 + \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_{\text{ПС}}/2}{S_{\text{НОМ.ТР.}}} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{T_{\text{МАХ}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760$$

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

$$\Delta W_{T_4} = 0,034 \cdot 8760 + 0,17 \cdot \left(\frac{40,58}{40 \cdot 2} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 380,33 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T_{10}} = 0,034 \cdot 8760 + 0,17 \cdot \left(\frac{19,82/2}{25} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 364,21 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T_{12}} = 0,025 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{24,89}{25} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 275,08 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T_{14}} = 0,034 \cdot 8760 + 0,17 \cdot \left(\frac{39,57}{40 \cdot 2} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 376,28 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{ТР}}^{\Sigma} = 2,7918 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются

как:

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

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-12'} = \left(\frac{32,735}{110} \right)^2 \cdot \frac{0,204 \cdot 23,4}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{3400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 398,65 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{12'-12} = \left(\frac{12,445}{110} \right)^2 \cdot \frac{0,244 \cdot 16,2}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{3400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 47,71 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{12'-4} = \left(\frac{20,29}{110} \right)^2 \cdot \frac{0,244 \cdot 41,4}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{3400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 324,09 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-10'} = \left(\frac{37,985}{110} \right)^2 \cdot \frac{0,159 \cdot 14,4}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{3400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 257,45 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{10'-10} = \left(\frac{18,2}{110} \right)^2 \cdot \frac{0,244 \cdot 32,4}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{3400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 204,08 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{10'-14} = \left(\frac{19,785}{110} \right)^2 \cdot \frac{0,244 \cdot 34,2}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{3400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 254,57 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Sigma} &= 398,65 + 47,71 + 324,09 + 257,45 + 204,08 + 254,57 \\ &= 1,486 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}\end{aligned}$$

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

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

$$I_{\Delta W(1)} = 3,25 \cdot (1,486 \cdot 10^3 + 2,7918 \cdot 10^3) \cdot 10^3 = 1,39 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

Сравним экономическую эффективность.

Объём реализованной продукции:

$$\begin{aligned}Q_P &= T_{\text{МАХ}} \cdot \sum P \cdot 3,25 = 3400 \cdot (39 + 35 + 24 + 38) \cdot 3,25 \cdot 10^3 = \\ &= 1,516 \cdot 10^9 \text{ руб}\end{aligned}$$

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

$$I_{\text{АРО}(1)} = 31,0862 \cdot 10^8 \cdot 0,028 = 8,7 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$I_{\text{АРО}(2)} = 25,0142 \cdot 10^8 \cdot 0,028 = 7,0 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W(1)} = 2,997 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$I_{\Delta W(2)} = 1,39 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

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

$$I_{\Sigma(1)} = 8,7 \cdot 10^7 + 2,997 \cdot 10^7 = 11,697 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$I_{\Sigma(2)} = 1,39 \cdot 10^7 + 7,0 \cdot 10^7 = 8,39 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

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

$$\Pi_1 = 1,516 \cdot 10^9 - 11,697 \cdot 10^7 = 1,39903 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$\Pi_2 = 1,516 \cdot 10^9 - 8,39 \cdot 10^7 = 1,4321 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

Налог на прибыль принимаем 20 % на 2011 г.:

$$H_1 = 0,2 \cdot \Pi_1 = 0,2 \cdot 1,39903 \cdot 10^9 = 0,2798 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$H_2 = 0,2 \cdot \Pi_2 = 0,2 \cdot 1,4321 \cdot 10^9 = 0,28642 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

Рентабельности сети вычисляем по формуле:

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

$$P_1 = \frac{1,516 \cdot 10^9 - 11,697 \cdot 10^7 - 0,2798 \cdot 10^9}{31,0862 \cdot 10^8} = 0,36$$

$$P_2 = \frac{1,516 \cdot 10^9 - 8,39 \cdot 10^7 - 0,28642 \cdot 10^9}{25,0142 \cdot 10^8} = 0,45$$

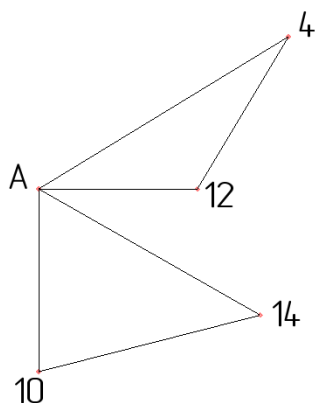
т.е. рентабельность второго варианта выше, чем первого.

Найдем срок окупаемости по формуле $T_{ок} = \frac{К}{П+И_{\Sigma}}$

$$T_{ок1} = \frac{3,10862 \cdot 10^9}{1,39903 \cdot 10^9 + 11,697 \cdot 10^7} = 2,05 \approx 2 \text{ года}$$

$$T_{ок2} = \frac{2,50142 \cdot 10^9}{1,4321 \cdot 10^9 + 8,39 \cdot 10^7} = 1,65 \approx 1 \text{ год}$$

ВАРИАНТ 1



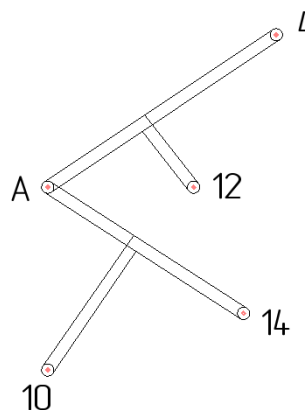
$$K_1 = 31,0862 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$П_1 = 1,399 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$P_1 = 0,36$$

$$T_{ок1} = 2,05 \approx 2 \text{ года}$$

ВАРИАНТ 2



$$K_2 = 25,0142 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$П_2 = 1,4321 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$P_2 = 0,45$$

$$T_{ок2} = 1,65 \approx 2 \text{ года}$$

Так как в качестве критерий сравнения были взяты капиталовложения, прибыль, рентабельность и срок окупаемости, то, определив и проанализировав технико-экономические характеристики двух вариантов районных электрических сетей, приходим к выводу, что они абсолютно равноценны. Поэтому для дальнейших расчетов можно выбрать в. № 2

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 расчётные нагрузки узлов (ПС). Напряжение в сети принимается равным номинальному. Формула для расчёта нагрузки ПС:

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

Где $S_{\text{н.}i}$ – нагрузка i -й ПС, учитывающая компенсацию реактивной мощности;

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

$Q_c^{\text{н}}$ и $Q_c^{\text{к}}$ – генерируемые реактивные мощности линий, подходящих к узлу, Мвар.

Емкостные мощности линий $Q_c^{\text{н}}$ и $Q_c^{\text{к}}$ определяются по номинальным напряжениям:

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

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

где b – емкостная проводимость линий.

Для одноцепных линий емкостная проводимость рассчитывается:

$$b_{\text{л}} = b_0 L_{\text{л}}$$

где b_0 – удельная емкостная проводимость линии (выбирается по [4, табл. 7.5], исходя из марки провода), См/км; $L_{\text{л}}$ – длина линии, км.

Для параллельных линий:

$$b_{\text{л}} = 2b_0 L_{\text{л}}$$

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

$$\Delta P_i = \Delta P_x + \frac{\Delta P_{\kappa} S_i^2}{S_{\text{НОМ}}^2}$$

$$\Delta Q_i = \frac{I_x \% S_{\text{НОМ}}}{100} + \frac{U_{\kappa \%} S_i^2}{100 S_{\text{НОМ}}}$$

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

$\Delta P_x, S_{\text{НОМ}}, I_x \%$ и $U_{\kappa \%}$ – 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):

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

$$\Delta Q_4 = \frac{0,55 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{40,58}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 1,3 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_4 = (0,077 + j1,3) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС №10 (2×ТРДН-40000/110):

$$\Delta P_{10} = 34 \cdot 10^3 + \frac{170 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{36,4}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 0,069 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{10} = \frac{0,55 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{36,4}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 1,089 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{10} = (0,069 + j1,089) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС №12 (2×ТРДН-25000/110):

$$\Delta P_{12} = 25 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{24,89}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,054 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{0,45 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{24,89}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 0,763 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{12} = (0,054 + j0,763) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС №14 (2×ТРДН-40000/110):

$$\Delta P_{14} = 34 \cdot 10^3 + \frac{170 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{39,57}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 0,075 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{14} = \frac{0,55 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{39,57}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 1,247 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{14} = (0,075 + j1,247) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Найдем расчетные нагрузки по каждому трансформатору соответствующих ПС:

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

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

$$S_{\text{расч.}4} = \frac{39 + j11,22}{2} + 0,077 + j1,3 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,658 \cdot 41,4 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (19,577 + j5,57) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

$$S_{\text{расч.}10} = \frac{35 + j10}{2} + 0,069 + j1,089 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 32,4 =$$

$$= (17,569 + j5,047) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

$$S_{\text{расч.}12} = \frac{24 + j6,6}{2} + 0,54 + j0,763 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 16,2 =$$

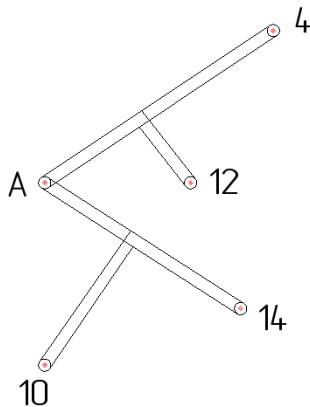
$$= (12,054 + j3,542) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

$$S_{\text{расч.}14} = \frac{38 + j11,06}{2} + 0,75 + j1,247 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 34,2 =$$

$$= (19,075 + j5,67) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

9.2. Расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линии



Для линии 4-12':

$$S_{4-12'}^K = S_{p4} = (19,577 + j5,57) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{z,4-12'} &= \frac{(P_{4-12'}^K)^2 + (Q_{4-12'}^K)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_{4-12'} \\ &= \frac{19,577^2 + 5,57^2}{110^2} \cdot (10,1 + j17,67) = (0,34 + j0,604) \text{ МВ} \cdot \text{А} \end{aligned}$$

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

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

$$\begin{aligned} S_{4-12'}^H &= 19,577 + j5,57 + 0,34 + j0,604 - j1,331 = \\ &= (19,917 + j4,843) \text{ МВ} \cdot \text{А} \end{aligned}$$

Для линии 12-12':

$$S_{12-12'}^K = S_{p12} = (12,054 + j3,542) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{z,12-12'} &= \frac{(P_{12-12'}^K)^2 + (Q_{12-12'}^K)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_{12-12'} = \\ &= \frac{12,054^2 + 3,542^2}{110^2} \cdot (3,95 + j6,917) = \end{aligned}$$

$$= (0,05 + j0,09) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$z_{12-12'} = (r_0 \cdot L_{12-12'} + jx_0 \cdot L_{12-12'}) = (0,244 + j0,427) \cdot 16,2 \\ = 3,95 + j6,917$$

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

$$S_{4-12'}^H = 12,054 + j3,542 + 0,05 + j0,09 - j0,521 =$$

$$= (12,104 + j3,111) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии А-12':

$$S_{A-12'}^K = S_{4-12'}^H + S_{12-12'}^H = (32,021 + j7,954) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{z,A-12'} = \frac{(P_{A-12'}^K)^2 + (Q_{A-12'}^K)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_{A-12'} = \\ = \frac{32,021^2 + 7,954^2}{110^2} \cdot (4,77 + j9,828) =$$

$$= (0,429 + j0,088) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$z_{A-12'} = (r_0 \cdot L_{A-12'} + jx_0 \cdot L_{A-12'}) = (0,204 + j0,420) \cdot 23,4 \\ = 4,77 + j9,828$$

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

$$S_{A-12'}^H = 32,021 + j7,954 + 0,429 + j0,88 - j0,766 =$$

$$= (32,45 + j8,068) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии 14-10':

$$S_{14-10'}^K = S_{p14} = (19,075 + j5,67) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{z,14-10'} = \frac{(P_{14-10'}^K)^2 + (Q_{14-10'}^K)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_{14-10'} = \\ = \frac{19,075^2 + 5,67^2}{110^2} \cdot (8,34 + j14,6) = (0,272 + j0,477) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$z_{14-10'} = (r_0 \cdot L_{14-10'} + jx_0 \cdot L_{14-10'}) = (0,244 + j0,427) \cdot 34,2 \\ = 8,34 + j14,6$$

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

$$S_{14-10'}^H = 19,075 + j5,67 + 0,272 + j0,477 - j1,099 = \\ = (18,803 + j5,048) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии 10-10':

$$S_{10-10'}^K = S_{p10} = (17,569 + j5,047) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{z.10-10'} = \frac{(P_{10-10'}^K)^2 + (Q_{10-10'}^K)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_{10-10'} = \\ = \frac{17,569^2 + 5,047^2}{110^2} \cdot (7,905 + j13,83) =$$

$$= (0,218 + j0,38) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$z_{10-10'} = (r_0 \cdot L_{10-10'} + jx_0 \cdot L_{10-10'}) = (0,244 + j0,427) \cdot 32,4 \\ = 7,905 + j13,83$$

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

$$S_{10-10'}^H = 17,569 + j5,047 + 0,218 + j0,38 - j1,042 = \\ = (17,787 + j4,385) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии А-10':

$$S_{A-10'}^K = S_{10-10'}^H + S_{14-10'}^H = (36,59 + j9,433) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{z.A-10'} = \frac{(P_{A-10'}^K)^2 + (Q_{A-10'}^K)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_{A-10'} = \\ = \frac{36,59^2 + 9,433^2}{110^2} \cdot (2,28 + j5,94) =$$

$$= (0,269 + j0,7) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$z_{A-10'} = (r_0 \cdot L_{A-10'} + jx_0 \cdot L_{A-10'}) = (0,159 + j0,413) \cdot 14,4 \\ = 2,28 + j5,94$$

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

$$S_{A-10'}^H = 36,59 + j9,433 + 0,269 + j0,7 - j0,478 = \\ = (36,859 + j9,655) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

9.2.1. Определение значения напряжения в узловых точках

(в точках на стороне ВН) в максимальном режиме

Расчет проводим от начала к концам.

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

$$U'_{12} = 118 - \frac{32,45 \cdot 0,204 \cdot 23,4 + 8,068 \cdot 0,420 \cdot 23,4}{118} = 116,015 \text{ кВ}$$

Для ПС № 4:

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

$$U_4 = 116,015 - \frac{19,917 \cdot 0,244 \cdot 41,4 + 4,843 \cdot 0,427 \cdot 41,4}{116,015} = 113,542 \text{ кВ}$$

Для ПС № 12:

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

$$U_{12} = 116,015 - \frac{12,104 \cdot 0,244 \cdot 16,2 + 3,111 \cdot 0,427 \cdot 16,2}{116,015} = 115,417 \text{ кВ}$$

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

$$U'_{10} = 118 - \frac{36,859 \cdot 0,159 \cdot 14,4 + 9,655 \cdot 0,413 \cdot 14,4}{118} = 116,798 \text{ кВ}$$

Для ПС № 14:

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

$$U_{14} = 116,798 - \frac{18,803 \cdot 0,244 \cdot 34,2 + 5,048 \cdot 0,427 \cdot 34,2}{116,798} = 114,823 \text{ кВ}$$

Для ПС № 10:

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

$$U_{10} = 116,798 - \frac{17,787 \cdot 0,244 \cdot 32,4 + 4,385 \cdot 0,427 \cdot 32,4}{116,798} = 115,074 \text{ кВ}$$

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 U'н, определяется по формуле:

$$U'_{\text{Н}} = \frac{U_{\text{В}}}{2} + \sqrt{\frac{U_{\text{В}}^2}{4} - \left[\left(P'_{\text{Н}} R_{\text{ТВ}} + \frac{P'_{\text{Н}}}{2} R_{\text{ТН}} \right) + \left(Q'_{\text{Н}} X_{\text{ТВ}} + \frac{Q'_{\text{Н}}}{2} X_{\text{ТН}} \right) \right]}$$

где $P'_{\text{Н}}$, $Q'_{\text{Н}}$ – активная и реактивная мощности, поступающие в трансформатор (после потерь холостого хода) на стороне ВН; $R_{\text{ТВ}}$, $X_{\text{ТВ}}$ – активное и реактивное сопротивления обмотки ВН; $R_{\text{ТН}}$, $X_{\text{ТН}}$ – активное и реактивное сопротивления обмотки НН1 или НН2 трансформаторов, определенные расчетным путем:

$$P'_{\text{Н}} = \frac{P_{\text{Н}}}{2} + \Delta P_{\text{T}} - \Delta P_{\text{ХХ}}$$

$$Q'_{\text{Н}} = \frac{Q_{\text{Н}}}{2} + \Delta Q_{\text{T}} - \Delta Q_{\text{ХХ}}$$

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

$$R_{ТН1} = R_{ТН2} = 2R_{ТВ}$$

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

где:

$$K_p = 4 \left(\frac{u_{К.ВН-НН1}}{u_{К.ВН-НН}} - 1 \right)$$

$$X_{ТН} = \frac{u_{К.ВН-НН} \cdot U_{НОМ}^2}{100S_{НОМ}} \cdot \frac{K_p}{2}$$

Используя формулы, найдем соответствующие показатели для всех подстанций.

Для ПС № 12 (2×ТРДН-25000/110):

$$P'_{Н.12} = \frac{P_{Н.12}}{2} + \Delta P_{Т.12} - \Delta P_{ХХ} = \frac{24}{2} + 0,054 - 0,027 = 12,027 \text{ МВт}$$

$$Q'_{Н.12} = \frac{Q_{Н.12}}{2} + \Delta Q_{Т.12} - \Delta Q_{ХХ} = \frac{6,66}{2} + 0,763 - 0,175 = 3,88 \text{ Мвар}$$

$$R_{ТВ} = \frac{120 \cdot 10^3 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{2 \cdot (25 \cdot 10^6)^2} = 1,28 \text{ Ом}$$

$$R_{ТН1} = R_{ТН2} = 2R_{ТВ} = 2 \cdot 1,28 = 2,56 \text{ Ом}$$

$$K_p = 4 \left(\frac{u_{К.ВН-НН1}}{u_{К.ВН-НН}} - 1 \right) = 4 \left(\frac{20}{10,5} - 1 \right) = 3,62$$

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

$$X_{ТН} = \frac{u_{К.ВН-НН} \cdot U_{НОМ}^2}{100S_{НОМ}} \cdot \frac{K_p}{2} = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot \frac{3,62}{2} = 100,54 \text{ Ом}$$

$$U'_{Н.12} = \frac{U_{В.8}}{2} + \sqrt{\frac{U_{В.8}^2}{4} - \left[\left(P'_{Н.8} R_{ТВ} + \frac{P'_{Н.8}}{2} R_{ТН} \right) + \left(Q'_{Н.8} X_{ТВ} + \frac{Q'_{Н.8}}{2} X_{ТН} \right) \right]} =$$

$$= \frac{116,015}{2} + \sqrt{\frac{116,015^2}{4} - \left[\left(12,027 \cdot 1,28 + \frac{12,027}{2} \cdot 2,56 \right) + \left(3,88 \cdot 5,28 + \frac{3,88}{2} \cdot 100,54 \right) \right]} =$$

$$= 113,851 \text{ кВ}$$

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

$$P'_{H.10} = \frac{P_{H.10}}{2} + \Delta P_{T.10} - \Delta P_{XX} = \frac{35}{2} + 0,069 - 0,036 = 17,533 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H.10} = \frac{Q_{H.10}}{2} + \Delta Q_{T.10} - \Delta Q_{XX} = \frac{10}{2} + 1,089 - 0,26 = 5,829 \text{ Мвар}$$

$$P'_{H.4} = \frac{P_{H.4}}{2} + \Delta P_{T.4} - \Delta P_{XX} = \frac{39}{2} + 0,077 - 0,036 = 19,541 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H.4} = \frac{Q_{H.4}}{2} + \Delta Q_{T.4} - \Delta Q_{XX} = \frac{11,22}{2} + 1,3 - 0,26 = 6,65 \text{ Мвар}$$

$$P'_{H.14} = \frac{P_{H.14}}{2} + \Delta P_{T.14} - \Delta P_{XX} = \frac{38}{2} + 0,075 - 0,036 = 19,039 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H.14} = \frac{Q_{H.14}}{2} + \Delta Q_{T.14} - \Delta Q_{XX} = \frac{11,06}{2} + 1,247 - 0,26 = 6,517 \text{ Мвар}$$

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

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2R_{TB} = 2 \cdot 0,703 = 1,404 \text{ Ом}$$

$$K_p = 4 \left(\frac{u_{K.BH-HH1}}{u_{K.BH-HH}} - 1 \right) = 4 \left(\frac{20}{10,5} - 1 \right) = 3,62$$

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

$$X_{TH} = \frac{u_{K.BH-HH} \cdot U_{НОМ}^2}{100S_{НОМ}} \cdot \frac{K_p}{2} = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} \cdot \frac{3,62}{2} = 62,84 \text{ Ом}$$

$$\begin{aligned}
U'_{H.10} &= \frac{U_{B.10}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B.10}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.10} R_{TB} + \frac{P'_{H.10}}{2} R_{TH} \right) + \left(Q'_{H.10} X_{TB} + \frac{Q'_{H.10}}{2} X_{TH} \right) \right]} \\
&= \frac{115,074}{2} \\
&+ \sqrt{\frac{115,074^2}{4} - \left[\left(17,533 \cdot 0,702 + \frac{17,533}{2} 1,404 \right) + \left(5,829 \cdot 3,3 + \frac{5,829}{2} 62,84 \right) \right]} = \\
&= 113,066 \text{ кВ}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U'_{H.14} &= \frac{U_{B.14}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B.14}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.14} R_{TB} + \frac{P'_{H.14}}{2} R_{TH} \right) + \left(Q'_{H.14} X_{TB} + \frac{Q'_{H.14}}{2} X_{TH} \right) \right]} \\
&= \\
&= \frac{114,823}{2} \\
&+ \sqrt{\frac{114,823^2}{4} - \left[\left(19,039 \cdot 0,702 + \frac{19,039}{2} 1,404 \right) + \left(6,517 \cdot 3,3 + \frac{6,517}{2} 62,8 \right) \right]} = \\
&= 112,57 \text{ кВ}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U'_{H.4} &= \frac{U_{B.4}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B.4}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.4} R_{TB} + \frac{P'_{H.4}}{2} R_{TH} \right) + \left(Q'_{H.4} X_{TB} + \frac{Q'_{H.4}}{2} X_{TH} \right) \right]} = \\
&= \frac{113,542}{2} \\
&+ \sqrt{\frac{113,542^2}{4} - \left[\left(19,541 \cdot 0,702 + \frac{19,541}{2} 1,404 \right) + \left(6,65 \cdot 3,3 + \frac{6,65}{2} 62,84 \right) \right]} = \\
&= 111,218 \text{ кВ}
\end{aligned}$$

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

$$n_{отв.i}^{жел} = \left(\frac{U'_{H.i} \cdot U_{HH}}{U_{H.жел} \cdot U_{BH}} - 1 \right) \frac{100}{\Delta U_{отв}}$$

$$U_H = \frac{U'_{H.i} \cdot U_{HH}}{U_{BH} \left(1 + n_{\text{отв}} \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100}\right)}$$

$$\delta U = \frac{U_H - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100$$

где $U_{\text{ном}} = 10$ кВ, %

Для ПС №4 :

$$n_{\text{отв.4}}^{\text{жел}} = \left(\frac{111,218 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1\right) \frac{100}{1,78} = -1,84, \quad \text{округляем } n_{\text{отв.4}} = -2$$

$$U_{\text{н.4}} = \frac{111,218 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-2) \frac{1,78}{100}\right)} = 10,529 \text{ кВ}$$

$$\delta U_4 = \frac{10,529 - 10}{10} \cdot 100 = 5,29 \%$$

Для ПС №10:

$$n_{\text{отв.10}}^{\text{жел}} = \left(\frac{113,066 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1\right) \frac{100}{1,78} = -0,944, \quad \text{округляем } n_{\text{отв.10}} = -1$$

$$U_{\text{н.10}} = \frac{113,066 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-1) \frac{1,78}{100}\right)} = 10,51 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{10} = \frac{10,51 - 10}{10} \cdot 100 = 5,1 \%$$

Для ПС №12:

$$n_{\text{отв.12}}^{\text{жел}} = \left(\frac{113,851 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1\right) \frac{100}{1,78} = -0,561, \quad \text{округляем } n_{\text{отв.12}} = -1$$

$$U_{\text{н.12}} = \frac{109 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-1) \frac{1,78}{100}\right)} = 10,583 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{12} = \frac{10,583 - 10}{10} \cdot 100 = 5,83 \%$$

Для ПС №14:

$$n_{\text{отв.14}}^{\text{жел}} = \left(\frac{112,57 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -1,187, \text{ округляем } n_{\text{отв.14}} = -2$$

$$U_{\text{н.14}} = \frac{112,57 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-2) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,657 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{14} = \frac{10,657 - 10}{10} \cdot 100 = 6,57 \%$$

| № ПС | U'н, кВ | $n_{\text{отв}}$ | Uн, 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 ответвления понижающих трансформаторов обеспечивают поддержание требуемых отклонений напряжения на шинах 10 кВ подстанций во всех рассмотренных режимах работы.

9.3. Послеаварийный режим

Рассмотрим обрыв одной из цепей двухцепных линий А-4(рис. 9.3).

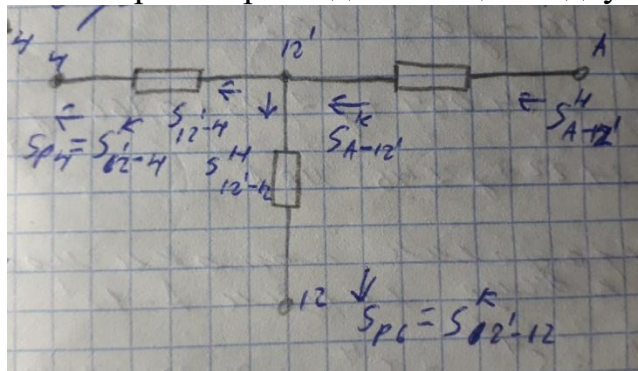


Рис. 9.3

Найдем расчетную мощность подстанций № 4:

$$S_{\text{расч.4}} = S_{\text{н.4}} + \Delta S_4 - jQ_{\text{с}4-12'}^{\text{H}} = S_{\text{н.4}} + \Delta S_4 - j\frac{1}{2}U_{\text{ном}}^2 \cdot b_{04-12'} \cdot L_{4-12'}$$

$$S_{\text{расч.4}} = 39 + j11,22 + 0,077 + j1,3 - j0,655 =$$

$$= (39,077 + j11,865) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Мощность в начале линии 12'-4:

$$\begin{aligned} \Delta S_{\text{з.4-12}'} &= \frac{(P_{4-12'}^{\text{K}})^2 + (Q_{4-12'}^{\text{K}})^2}{U_{\text{авар}}^2} \cdot Z_{4-12}' \\ &= \frac{39,077^2 + 11,865^2}{108^2} \cdot (10,1 + j17,67) = \end{aligned}$$

$$= (1,44 + j2,52) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{4-12'}^{\text{H}} = S_{4-12'}^{\text{K}} + \Delta S_{\text{з.4-12}'}$$

$$S_{4-12'}^{\text{H}} = 39,077 + j11,865 + 1,44 + j2,52 = (40,517 + j14,385) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Найдем расчетную мощность подстанций № 12:

$$S_{\text{расч.12}} = S_{\text{н.12}} + \Delta S_{12} - jQ_{\text{с}12-12'}^{\text{H}}$$

$$S_{\text{расч.12}} = 24 + j6,6 + 0,054 + j0,0763 - j0,26 = (24,054 + j7,103) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Мощность в начале линии 12'-12:

$$\begin{aligned}\Delta S_{z.12-12'} &= \frac{(P_{12-12'}^K)^2 + (Q_{12-12'}^K)^2}{U_{\text{авар}}^2} \cdot Z_{12-12'} \\ &= \frac{24,054 + 7,103^2}{108^2} \cdot (3,95 + j6,917) = (0,166 + j0,36) \text{ МВ} \cdot \text{А}\end{aligned}$$

$$S_{12-12'}^H = S_{12-12'}^K + \Delta S_{z.12-12'}$$

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

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

$$S_{A-12'}^K = S_{12-12'}^H + S_{12-4}^H = (64,737 + j21,848) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{z.A-12'} = \frac{64,737^2 + 21,848^2}{108^2} \cdot (4,77 + j9,828) =$$

$$= (1,9 + j3,933) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{A-12'}^H = S_{A-12'}^K + \Delta S_{z.A-12'}$$

$$S_{A-12'}^H = 64,737 + j21,848 + 1,9 + j3,933 = (66,646 + j25,78) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

9.3.1. Определение значения напряжения в узловых точках

в послеаварийном режиме

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

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

$$U'_{12} = 108 - \frac{66,646 \cdot 0,204 \cdot 23,4 + 25,78 \cdot 0,420 \cdot 23,4}{108} = 102,708 \text{ кВ}$$

Для ПС № 4:

$$U_4 = U'_{12} - \frac{P_{4-12'}^H \cdot r_0 \cdot L_{4-12'} + Q_{4-12'}^H \cdot x_0 \cdot L_{4-12'}}{U'_{12}};$$

$$U_4 = 102,708 - \frac{40,517 \cdot 0,244 \cdot 41,4 + 14,385 \cdot 0,427 \cdot 41,4}{102,708} = 98,347 \text{ кВ}$$

Для ПС № 12:

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

$$U_{12} = 102,708 - \frac{24,22 \cdot 0,244 \cdot 16,2 + 21,848 \cdot 0,427 \cdot 16,2}{102,708} = 100,304 \text{ Кв}$$

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

$$U'_{10} = 108 - \frac{36,859 \cdot 0,159 \cdot 14,4 + 9,655 \cdot 0,413 \cdot 14,4}{108} = 106,269 \text{ кВ}$$

Для ПС № 14:

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

$$U_{14} = 106,269 - \frac{18,803 \cdot 0,244 \cdot 34,2 + 5,048 \cdot 0,427 \cdot 34,2}{106,269} = 104,098 \text{ кВ}$$

Для ПС № 10:

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

$$U_{10} = 106,269 - \frac{17,787 \cdot 0,244 \cdot 32,4 + 4,385 \cdot 0,427 \cdot 32,4}{106,269} = 104,37 \text{ кВ}$$

9.3.2. Регулирование напряжения в электрической сети в послеаварийном режиме

Найдем значения напряжений в электрической сети в послеаварийном режиме:

$$U'_{н.12} = \frac{100,34}{2} + \sqrt{\frac{100,34^2}{4} - [(30,789) + (215,534)]} = 97,821 \text{ кВ}$$

$$U'_{н.10} = \frac{104,37}{2} + \sqrt{\frac{104,37^2}{4} - [(24,216) + (215,534)]} = 102,147 \text{ кВ}$$

$$U'_{н.14} = \frac{104,098}{2} + \sqrt{\frac{104,098^2}{4} - [(253,47)]} = 101,603 \text{ кВ}$$

$$U'_{н.4} = \frac{98,347}{2} + \sqrt{\frac{98,347^2}{4} - [(27,435) + (230,888)]} = 96,58 \text{ кВ}$$

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

Для ПС №4 :

$$n_{отв.4}^{жел} = \left(\frac{96,58 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -8,9, \quad \text{округляем } n_{отв.4} = -9$$

$$U_{н.4} = \frac{96,58 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-9) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,391 \text{ кВ}$$

$$\delta U_4 = \frac{10,391 - 10}{10} \cdot 100 = 3,91 \%$$

Для ПС №10:

$$n_{отв.10}^{жел} = \left(\frac{102,147 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -6,27, \quad \text{округляем } n_{отв.10} = -6$$

$$U_{н.10} = \frac{102,147 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-6) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,441 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{10} = \frac{10,441 - 10}{10} \cdot 100 = 4,1 \%$$

Для ПС №12:

$$n_{\text{отв.12}}^{\text{жел}} = \left(\frac{97,821 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -8,39, \text{ округляем } n_{\text{отв.12}} = -8$$

$$U_{\text{н.12}} = \frac{97,821 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-8) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,414 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{12} = \frac{10,414 - 10}{10} \cdot 100 = 4,14 \%$$

Для ПС №14:

$$n_{\text{отв.14}}^{\text{жел}} = \left(\frac{101,603 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -6,544, \text{ округляем } n_{\text{отв.14}} = -7$$

$$U_{\text{н.14}} = \frac{101,603 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-7) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,597 \text{ кВ}$$

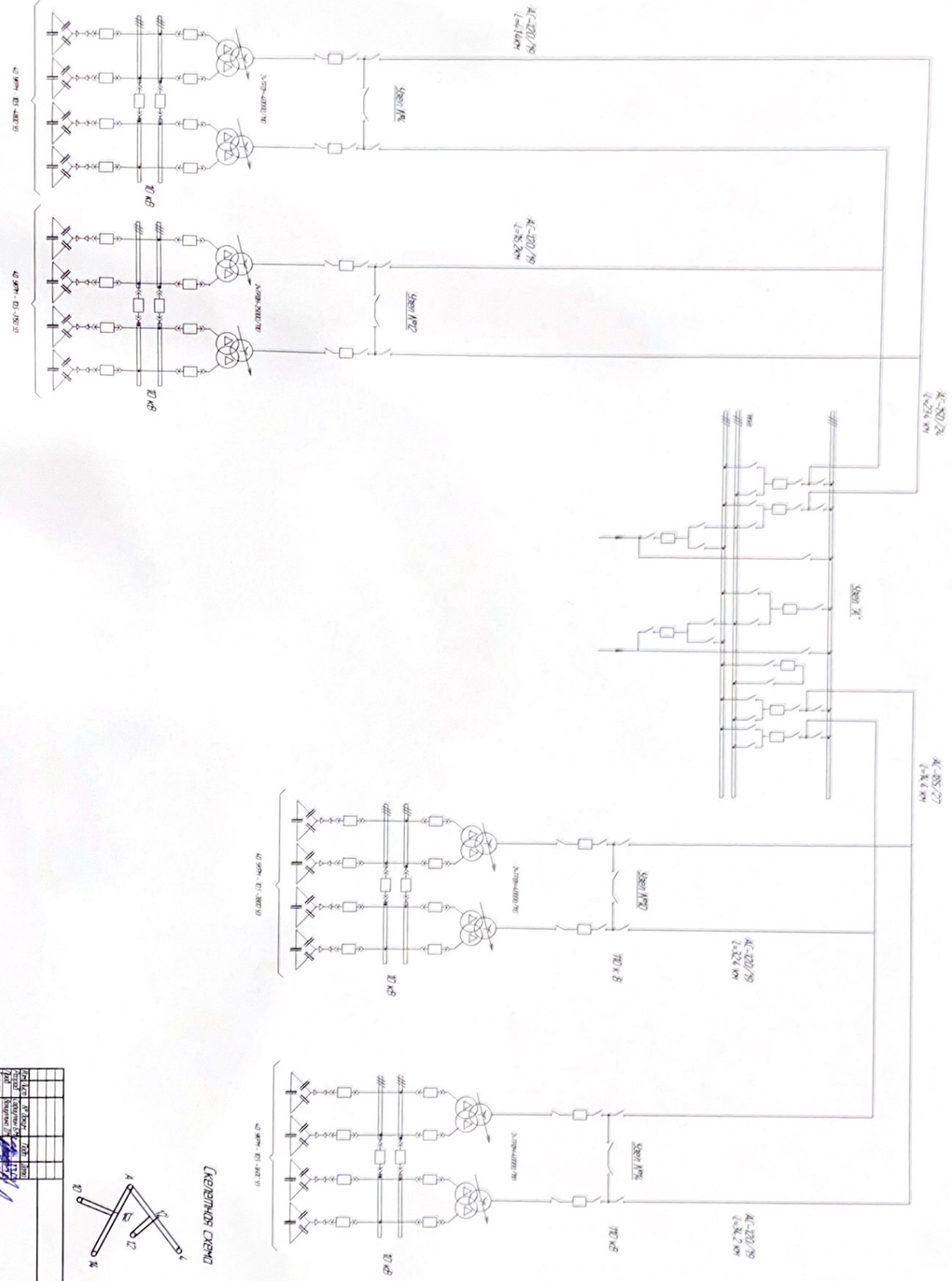
$$\delta U_{14} = \frac{10,597 - 10}{10} \cdot 100 = 5,97 \%$$

Результаты расчета запишем в таблицу 9.3.

Таблица 9.3

| № ПС | $U'_{\text{н}}$, кВ | $n_{\text{отв.}}^{\text{жел}}$ | $n_{\text{отв}}$ | $U_{\text{н}}$, кВ | $\delta U, \%$ |
|------|----------------------|--------------------------------|------------------|---------------------|----------------|
| 4 | 96,58 | 8,9 | -9 | 10,391 | 3,91 |
| 10 | 102,147 | -6,27 | -6 | 10,441 | 4,41 |
| 12 | 97,821 | -8,39 | -8 | 10,414 | 4,14 |
| 14 | 101,603 | -6,544 | -7 | 10,597 | 5,97 |

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



| | | | |
|----|--------|--------------------|----------|
| № | Имя | Подпись | Дата |
| 1 | И.И.И. | <i>[Signature]</i> | 11.11.11 |
| 2 | И.И.И. | <i>[Signature]</i> | 11.11.11 |
| 3 | И.И.И. | <i>[Signature]</i> | 11.11.11 |
| 4 | И.И.И. | <i>[Signature]</i> | 11.11.11 |
| 5 | И.И.И. | <i>[Signature]</i> | 11.11.11 |
| 6 | И.И.И. | <i>[Signature]</i> | 11.11.11 |
| 7 | И.И.И. | <i>[Signature]</i> | 11.11.11 |
| 8 | И.И.И. | <i>[Signature]</i> | 11.11.11 |
| 9 | И.И.И. | <i>[Signature]</i> | 11.11.11 |
| 10 | И.И.И. | <i>[Signature]</i> | 11.11.11 |

И.И.И. (подпись)

Справка о проверке на наличие заимствований

Имя файла: Курсовой проект.docx

Автор: Сафиуллин Б.М.

Заглавие: ЭС-3-17

Год публикации: 2020

Комментарий: Не указан

Подразделение: КГЭУ / ~

Коллекции: Интернет 2.0, Русскоязычная Википедия, Англоязычная Википедия, Коллекция Энциклопедий, Библиотека Либрусек, Университетская библиотека, Коллекция КФУ, ВКР Российского университета кооперации, Коллекция АГУ ФСИН, Коллекция ПГУТИ, Научная электронная библиотека "КиберЛенинка", ЦНМБ Сеченова, Авторефераты ВАК, Диссертации ВАК, Диссертации РГБ, Авторефераты РГБ, Готовые рефераты, ФИПС. Изобретения, ФИПС. Полезные модели, ФИПС. Промышленные образцы, Коллекция Руконт, Библиотека им. Ушинского, Готовые рефераты (часть 2), Открытые научные источники, eLIBRARY.RU, БиблиоРоссика, Правовые документы I, Правовые документы II, Правовые документы III, Собрание законодательства Российской Федерации



Результат проверки

Оценка оригинальности документа: 71%

Оригинальные фрагменты: 70,81%

Обнаруженные заимствования: 29,19%

Цитирование: 0,00%

71%

29%

Работу проверил: Валиуллина Д.М.

Дата: 13.01.2021

Подпись:



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ И 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)

Отзыв руководителя на курсовой проект

Обучающегося (ейся) Сафиуллина Булата Максумовича
(фамилия, имя, отчество)

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 | 12 |
| | Работа носит частично самостоятельный характер | |
| | Работа носит не самостоятельный характер | |
| 1. Содержание работы | Полностью соответствует выбранной теме | 12 |
| | Частично соответствует выбранной теме | |
| | Не соответствует теме | |
| 2. Элементы исследования | Определены цели и задачи исследования, сформулированы объект и предмет исследования, показана история и теория вопроса | 12 |
| | 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 | |
| 4. Цитирование и наличие ссылочного материала | Достаточно | 12 |
| 5. Наличие собственных выводов, рекомендаций и предложений, собственной позиции и ее аргументации | Да | 12 |
| | Нет | |
| 6. Оформление работы | Соответствует полностью требованиям | 12 |

| | | |
|--------------------------------|--|-----------|
| | Соответствует частично требованиям | |
| | Не соответствует требованиям | |
| 7. Библиография по теме работы | Актуальна и составлена в соответствии с требованиями | 12 |
| | Актуальна и частично соответствует требованиям | |
| | Не соответствует требованиям | |
| Итоговый балл | | 12 |

Отмеченные достоинства _____

Отмеченные недостатки _____

Заключение _____

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

Дата: « 13 » 01 2021 г.

Подпись _____

