



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:

Аббазова Ландыш Рамисовна

обучающийся 4 курса группы ЭС-3-17

(подпись)

Руководитель работы:

Валиуллина Д.М. доцент, ЭСиС

(ФИО, должность, кафедра)

Работа выполнена и
защищена с оценкой

Дата защиты 13.01.2021

13.01.2021

(подпись руководителя) (дата)

Члены комиссии:

доцент
(должность)
ст. преподав
(должность)

(подпись)
(подпись)

А.Х. Сабигов
(И.О. Фамилия)
Ю.К. Шихаев
(И.О. Фамилия)

Казань, 2021 г.

Вариант 1.

1. Исходные данные

Масштаб:

в 1 клетке – 10 км.

Коэффициент активной мощности на подстанции «А»:

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

Напряжение на шинах подстанции «А», кВ:

$$U_{\max} = 115; U_{\text{авар}} = 107.$$

Число часов использования максимальной нагрузки, час/год:

$$T_{\max} = 3300.$$

Продолжительность перегрузки силовых трансформаторов в течение суток

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

Максимальная активная нагрузка на подстанции, МВт:

$$P_{\max 1} = 22, P_{\max 2} = 19, P_{\max 3} = 19, P_{\max 6} = 37.$$

Коэффициенты реактивной мощности нагрузки на подстанциях имеют следующие значения:

$$\cos\varphi_1 = 0,80; \quad \cos\varphi_3 = 0,83; \quad \cos\varphi_5 = 0,78 \quad \cos\varphi_6 = 0,80.$$

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.

1. Формирование вариантов схемы РЭС и выбор номинального напряжения сети

В качестве расчетных выбрали две конфигурации районной электрической сети (рис. 1). Первоначально для них проводятся приближенные расчеты.

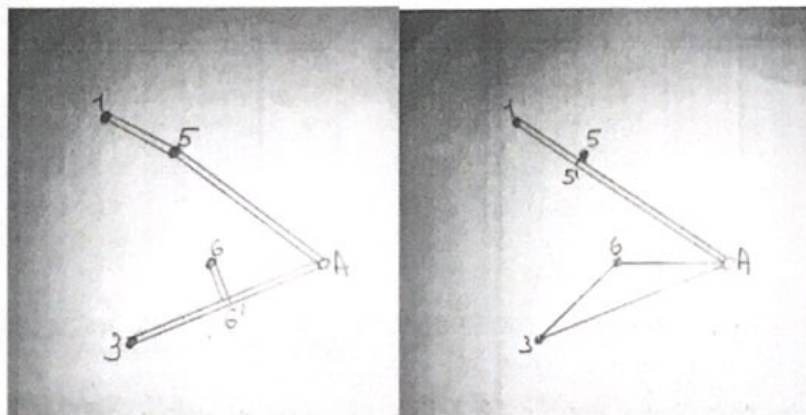


Рис. 1. Схемы конфигурации электрической сети
а – вариант 1; б – вариант 2

ВАРИАНТ 1

Для выбранной конфигурации электрической сети предварительно определим экономически целесообразное напряжение. Для этого необходимо определить длины трасс линий по участкам с учетом заданного масштаба и соответствующие передаваемые мощности.

Длины трасс линий:

$$L_{A-5} = 50 \text{ км}; \quad L_{5-1} = 22 \text{ км}; \quad L_{A-3} = 54 \text{ км}; \quad L_{6-6} = 13 \text{ км}.$$

Определим мощности, передаваемые по цепям двухцепных линий:

$$\text{– для первой цепи (1ц) линии } A-4 \quad P_{A-5} = \frac{P_4}{2} = \frac{39}{2} = 19,5 \text{ МВт}$$

$$\text{– для первой цепи (1ц) линии } A-10 \quad P_{5-1} = \frac{P_{10}}{2} = \frac{36}{2} = 18 \text{ МВт}$$

$$\text{– для первой цепи (1ц) линии } A-12 \quad P_{A-5} = \frac{P_{12}}{2} = \frac{22}{2} = 11 \text{ МВт}$$

$$\text{– для первой цепи (1ц) линии } A-14 \quad P_{6-6} = \frac{P_{14}}{2} = \frac{38}{2} = 19 \text{ МВт}$$

– для вторых цепей (2ц) указанных линий значения мощностей будут такими же.

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{\text{ном.А-5}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{40} + \frac{2500}{19,5}}} = 84,3 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.5-1}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{45} + \frac{2500}{18}}} = 81,65 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.А-3}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{32} + \frac{2500}{11}}} = 64,16 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.6-6}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{68} + \frac{2500}{19}}} = 84,84 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.ср}}^3 = \frac{84,3 + 81,65 + 84,84 + 64,16}{4} = 78,74 \text{ кВ}$$

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

ВАРИАНТ 2

Расчитаем конфигурации районной электрической сети с отпайкой (вариант 2). В месте присоединения отпайки получаем виртуальную точку 6' и для дальнейших расчетов определяем длины трасс линий по участкам А-6', 6'-1, 6'-6.

Длины трасс линий:

$$L_{\text{А-6'}} = 28,9 \text{ км}; L_{\text{6'-1}} = 51,2 \text{ км}; L_{\text{6'-6}} = 22,6 \text{ км}$$

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

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии А-12': } P_{\text{А-6'}} = \frac{P_{12} + P_4}{2} = \frac{39 + 22}{2} = 30,5 \text{ МВт}$$

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии 12'-4: } P_{\text{6'-1}} = \frac{P_4}{2} = \frac{39}{2} = 19,5 \text{ МВт}$$

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии 12'-12: } P_{\text{6'-6}} = \frac{P_{12}}{2} = \frac{22}{2} = 11 \text{ МВт}$$

— для вторых цепей (2ц) указанных линий значения мощностей будут такими же.

Далее расчет начинаем с замкнутого контура (кольца) А-7-9-А. Разрежем его по точке питания А, представим в виде линии с двухсторонним питанием (рис.2) и определим соответствующие мощности (рис. 2). Задаем точку потокораздела и направления мощностей.

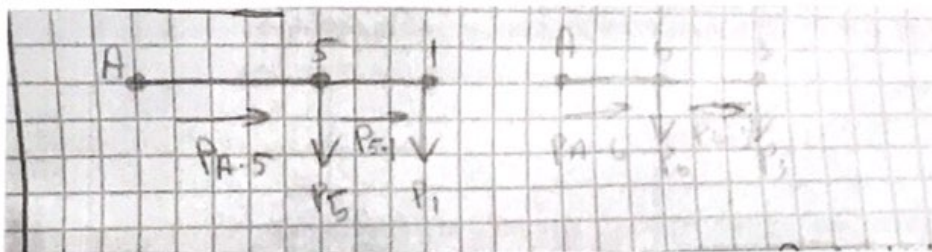


Рис. 2. Точка потокоораздела и направление мощностей

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

$$P_{A-5} = \frac{P_{14}(L_{14-10} + L_{A-10}) + P_{10}L_{A-10}}{L_{A-14} + L_{14-10} + L_{A-10}} = \frac{38 \cdot (54 + 40) + 36 \cdot 40}{54 + 45 + 40} = 36 \text{ МВт}$$

$$P_{A-1} = \frac{P_{10}(L_{14-10} + L_{A-14}) + P_{14}L_{A-14}}{L_{A-14} + L_{14-9} + L_{A-10}} = \frac{36 \cdot (45 + 54) + 36 \cdot 45}{54 + 40 + 45} = 37,2 \text{ МВт}$$

По первому закону Кирхгофа определим мощность на участке 9-7:

$$P_{10-14} = P_{A-10} - P_{10} = 37,2 - 36 = 1,2 \text{ МВт}$$

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{\text{ном.А-6}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{28,9} + \frac{2500}{30,5}}} = 100,4 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.6'-3}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{51,2} + \frac{2500}{19,5}}} = 85,13 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.6'-6}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{22,6} + \frac{2500}{11}}} = 63,3 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.А-5}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{40} + \frac{2500}{37,2}}} = 112 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.А-1}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{45} + \frac{2500}{36}}} = 111,42 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.5-1}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{54} + \frac{2500}{1,2}}} = 21,87 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.ср}}^3 = \frac{111,42 + 112 + 85,13 + 63,3 + 100,4 + 21,87}{6} = 82,35 \text{ кВ}$$

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

3. Потребление активной и баланс реактивной мощностей в проектируемой электрической сети.

Определим 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

$$P_{\text{п.нб}} = (k_0 + \Delta P_c) (P_4 + P_{12} + P_{14} + P_{10}) = (0,95 + 0,05) (39 + 22 + 38 + 36) = 135 \text{ МВт.}$$

Для дальнейших расчетов для каждого узла определим наибольшую реактивную нагрузку i -го узла $Q_{\text{нб},i}$, Мвар, и наибольшую полную нагрузку i -го узла $S_{\text{нб},i}$, МВ·А:

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

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

где $P_{\text{нб},i}$ – максимальная (наибольшая) активная нагрузка i -го узла.

Для 1-й подстанции наибольшая реактивная нагрузка:

$$Q_{\text{нб},4} = P_{\text{нб},4} \cdot \operatorname{tg} \varphi_4 = 39 \cdot 0,776 = 30,26 \text{ Мвар};$$

для 12, 14, 10-й подстанций:

$$Q_{\text{нб},12} = P_{\text{нб},12} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{12} = 22 \cdot 0,8 = 17,6 \text{ Мвар}; \quad Q_{\text{нб},14} =$$

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

$$Q_{\text{нб},10} = P_{\text{нб},10} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{10} = 36 \cdot 0,72 = 26 \text{ Мвар.}$$

Для 4-ой подстанции наибольшая полная нагрузка:

$$S_{\text{нб},4} = \sqrt{P_{\text{нб},4}^2 + Q_{\text{нб},4}^2} = \sqrt{39^2 + 30,26^2} = 49,36 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

для 12-ой, 14-ой, 10-ой подстанций:

$$S_{\text{нб},12} = \sqrt{P_{\text{нб},12}^2 + Q_{\text{нб},12}^2} = \sqrt{22^2 + 17,6^2} = 28,17 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{\text{нб},14} = \sqrt{P_{\text{нб},14}^2 + Q_{\text{нб},14}^2} = \sqrt{38^2 + 25,46^2} = 45,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{\text{нб},10} = \sqrt{P_{\text{нб},10}^2 + Q_{\text{нб},10}^2} = \sqrt{36^2 + 26^2} = 44,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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.

$$\Delta Q_{T,\Sigma} = 0,1[\alpha_{T,i}(S_{нб.4} + S_{нб.12} + S_{нб.14} + S_{нб.10})] = 0,1[1(49,36 + 28,17 + 45,7 + 44,4)] = 16,764 \text{ Мвар.}$$

Суммарную наибольшую реактивную мощность $Q_{п.нб}$, потребляемую с шин электростанции или районной подстанции (А), являющихся источниками питания для проектируемой сети, определим по формуле (2.3) части I. Для воздушных линий 110 кВ в первом приближении допускается принимать равными потери и генерации реактивной мощности в линиях, т.е. $\Delta Q_L - \Delta Q_{с,l} = 0$.

Отсюда:

$$Q_{п.нб} = 0,98(Q_{нб,4} + Q_{нб,12} + Q_{нб,14} + Q_{нб,10}) + \Delta Q_{T,\Sigma} = 0,98(30,26 + 17,6 + 25,46 + 26) = 97,33 \text{ Мвар}$$

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

1. необходимо определить мощности конденсаторных батарей по условию баланса реактивной мощности в системе.

Полученное значение суммарной потребляемой реактивной мощности $Q_{п.нб} = 97,33$ Мвар сравниваем со значением реактивной мощности Q_c , которую целесообразно получать из системы в проектируемую сеть, удовлетворяющей балансу реактивной мощности в системе:

$$Q_c = P_{п.нб} \cdot \operatorname{tg} \varphi_A, \quad (4.1)$$

где $P_{п.нб}$ – наибольшая суммарная активная мощность, потребляемая в проектируемой сети, определена выше; $\operatorname{tg} \varphi_A = 0,426$;

$$Q_c = P_{п.нб} \cdot \operatorname{tg} \varphi_A = 135 \cdot 0,426 = 57,51 \text{ Мвар.}$$

При $Q_{п.нб} > Q_c$ в проектируемой сети должны быть установлены компенсирующие устройства, суммарная мощность которых определяется по формуле (2.5) части I:

$$Q_{к\sum} = Q_{п.нб} - Q_c = 97,33 - 57,51 = 39,82 \text{ Мвар.}$$

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

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

– для четвертой подстанции:

$$Q_{к,4} = P_{нб,4} (\operatorname{tg} \varphi_4 - \operatorname{tg} \varphi_A) = 39(0,776 - 0,426) = 13,65 \text{ Мвар;}$$

для 6, 3, 1-й подстанций:

$$Q_{к,12} = P_{нб,12} (\operatorname{tg} \varphi_{12} - \operatorname{tg} \varphi_A) = 22(0,8 - 0,426) = 8,23 \text{ Мвар;}$$

$$Q_{к,14} = P_{нб,14} (\operatorname{tg} \varphi_{14} - \operatorname{tg} \varphi_A) = 38(0,67 - 0,426) = 9,27 \text{ Мвар;}$$

$$Q_{к,10} = P_{нб,10} (\operatorname{tg} \varphi_{10} - \operatorname{tg} \varphi_A) = 36(0,72 - 0,426) = 10,58 \text{ Мвар.}$$

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

– для четвертой подстанции:

$$Q_{к,4} = P_{нб,4} (\operatorname{tg} \varphi_4 - \operatorname{tg} \varphi_{ЭК}) = 39(0,776 - 0,3) = 18,56 \text{ Мвар;}$$

для 12, 14, 10-й подстанций:

$$Q_{k,12} = P_{н6,12} (\operatorname{tg} \varphi_{12} - \operatorname{tg} \varphi_s) = 22(0,8 - 0,3) = 11 \text{ Мвар};$$

$$Q_{k,14} = P_{н6,14} (\operatorname{tg} \varphi_{14} - \operatorname{tg} \varphi_s) = 38(0,7 - 0,3) = 14,4 \text{ Мвар};$$

$$Q_{k,10} = P_{н6,10} (\operatorname{tg} \varphi_{10} - \operatorname{tg} \varphi_s) = 36 (0,72 - 0,3) = 15,12 \text{ Мвар}.$$

Окончательное решение о необходимости установки конденсаторных батарей на каждой из подстанций принимается по большей из величин, вычисленных выше по выражениям (2.7) и (2.8) части I.

В нашем случае мощности конденсаторных установок, определенные по второму условию по формуле (2.8) части I, получились больше, поэтому второе условие будет решающим для выбора конденсаторных установок.

Количество конденсаторных установок на подстанции должно быть равным или кратным количеству секций (или обмоток низшего напряжения силовых трансформаторов). Данное условие необходимо выполнять для равномерной загрузки секций ПС (обмоток НН трансформаторов). Для трансформаторов с расщепленными обмотками низшего напряжения количество конденсаторных установок на каждой ПС равно четырем.

Мощность конденсаторных установок (КУ) на ПС выбирается равной или ближайшей (большей или меньшей) по номенклатуре заводов-изготовителей КУ.

Результаты выбора сводим в табл. 4.1.

Таблица 4.1. Тип и количество КУ в узлах

Номер узла	Количество КУ	Тип КУ
1	4	УКРМ-10,5-4650
3	4	УКРМ-10,5-2750
5	4	УКРМ-10,5-3600
6	4	УКРМ-10,5-3800

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

- для 1-го узла $Q_{k,4}: 4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 4650 = 18,6 \text{ Мвар};$
- для 2-го узла $Q_{k,12}: 4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 2750 = 11 \text{ Мвар};$
- для 3-го узла $Q_{k,14}: 4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 3600 = 14,4 \text{ Мвар};$
- для 4-го узла $Q_{k,10}: 4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 3800 = 15,2 \text{ Мвар}.$

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

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

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

$$Q_1 = Q_{нб,1} - Q_{к,1} = 30,26 - 18,6 = 11,66 \text{ Мвар};$$

$$Q_2 = Q_{нб,2} - Q_{к,2} = 17,6 - 11 = 6,6 \text{ Мвар};$$

$$Q_3 = Q_{нб,3} - Q_{к,3} = 25,46 - 14,4 = 11,06 \text{ Мвар};$$

$$Q_4 = Q_{нб,4} - Q_{к,4} = 26 - 15,2 = 10,8 \text{ Мвар}.$$

Определим 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:

$$S_1 = P_{нб,4} + jQ_4 = 39 + j11,7 = 40,7 \text{ МВА};$$

$$S_3 = P_{нб,12} + jQ_{12} = 22 + j6,6 = 23 \text{ МВА};$$

$$S_5 = P_{нб,14} + jQ_{14} = 38 + j11,06 = 39,58 \text{ МВА};$$

$$S_6 = P_{нб,10} + jQ_{10} = 36 + j10,88 = 37,6 \text{ МВА}$$

5. Выбор трансформаторов понижающих подстанций.

Для выбора трансформаторов необходимо ознакомиться с разделом 3.4 части I данных методических указаний.

Количество трансформаторов выбирается с учетом категорийности потребителей по степени надежности электроснабжения. Так как, по условию курсового проекта, на всех подстанциях имеются потребители I и II категории и $P_{\text{max}} \geq 10$ МВт, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух.

В соответствии с существующей практикой проектирования и согласно ПУЭ и ГОСТ 14209-97 «Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов» мощность трансформаторов на понижающих подстанциях рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах.

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, $t_{\text{перег.сут.}} = 8 \text{ ч.}$; S_i – мощность, потребляемая в узлах (на подстанциях) из системы, т.е. с учетом установки КУ:

$$\text{- для ПС №3: } S_{\text{расч.тр4}} = \frac{S_4}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{40,7}{1,1} = 37 \text{ МВА};$$

$$\text{- для ПС №5: } S_{\text{расч.тр12}} = \frac{S_{12}}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{23}{1,1} = 20,9 \text{ МВА};$$

$$\text{- для ПС №1: } S_{\text{расч.тр14}} = \frac{S_{14}}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{39,58}{1,1} = 35,98 \text{ МВА};$$

$$\text{- для ПС №6: } S_{\text{расч.тр10}} = \frac{S_{10}}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{37,6}{1,1} = 34,18 \text{ МВА}.$$

По [4, табл. 5.18] выбираем соответствующие типы трансформаторов. Мощность устанавливаемых на ПС трансформаторов выбираем ближайшую большую или равную расчетной мощности.

Результаты выбора трансформаторов 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
1	40,7	37	2 × ТРДН – 40000 / 110
3	23	20,9	2 × ТРДН – 25000 / 110
5	39,58	35,98	2 × ТРДН – 40000 / 110
6	37,6	34,18	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
$U_{кВН-НН}, \%$	10,5	10,5
$U_{кВН-НН1} (ВН-НН2),$ %	20	20
$\Delta P_k, кВт$	120	170
$\Delta P_x, кВт$	25	34
$I_x, \%$	0,45	0,55

6. Выбор сечения проводников воздушных линий электропередачи.

ВАРИАНТ 1

Для проектируемой сети сначала определим распределение полных мощностей S без учета потерь в линиях по участкам сети.

Определим мощности, передаваемые по каждой цепи двухцепных линий:

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии А-1 } S_{A-1} = \frac{S_{12}}{2} = \frac{23}{2} = 11,5 \text{ МВА}$$

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии А-5 } S_{A-5} = \frac{S_4}{2} = \frac{40,7}{2} = 20,35 \text{ МВА}$$

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии А-6 } S_{A-6} = \frac{S_{14}}{2} = \frac{35,98}{2} = 17,99 \text{ МВА}$$

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии А-3 } S_{A-3} = \frac{S_{10}}{2} = \frac{34,18}{2} = 17,09 \text{ МВА}$$

Далее определим 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];

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

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 для одной (каждой) цепи двухцепных линий:

- В одной цепи линии А-12: $I_{pA-12} = \frac{11,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 63,38 \text{ А}$
- В одной цепи линии А-4: $I_{pA-4} = \frac{20,35 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 112,15 \text{ А}$
- В одной цепи линии А-14: $I_{pA-14} = \frac{17,99 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 99,14 \text{ А}$
- В одной цепи линии А-10: $I_{pA-10} = \frac{17,09 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 94,18 \text{ А}$

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

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

Определим расчетные сечения по участкам по условию экономической

плотности тока для нормального режима:

— Для одной цепи двухцепных линий:

$$F_{A-1} = \frac{I_{pA-12}}{J_3} = \frac{63,38}{1,1} = 57,62 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-5} = \frac{I_{pA-4}}{J_3} = \frac{112,15}{1,1} = 101,95 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-6} = \frac{I_{pA-14}}{J_3} = \frac{99,14}{1,1} = 90,13 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-3} = \frac{I_{pA-10}}{J_3} = \frac{94,18}{1,1} = 85,62 \text{ мм}^2$$

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 - 1: АС – 120/19;
- для А - 3: АС – 120/19;
- для А - 5: АС – 120/19;
- для А - 6: АС – 120/19.

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

Проверка выбранных сечений по допустимому нагреву осуществляется по формуле:

$$I_p^{\text{авар}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (6.4)$$

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

Наибольшая токовая нагрузка в послеаварийном режиме:

- обрыв одной цепи линии А – 12:

$$S_{A-12\text{авар}} = S_{12} = 23 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-12}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-12\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{23 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 126,8 \text{ А}$$

- обрыв одной цепи линии А – 4:

$$S_{A-4\text{авар}} = S_4 = 40,7 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-4}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-4\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{40,7 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 224,3 \text{ А}$$

- обрыв одной цепи линии А – 14:

$$S_{A-14\text{авар}} = S_{14} = 39,58 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-14}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-14\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{39,58 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 218,13 \text{ А}$$

- обрыв одной цепи линии А – 10:

$$S_{A-10\text{авар}} = S_{10} = 37,6 \text{ МВА}$$

$$I_{\text{рA-10}}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-10\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{37,6 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 207,22 \text{ А}$$

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: $126,8 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС-120/19;
- Для А - 4: $224,3 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС-120/19;
- Для А - 14: $218,13 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС-120/19;
- Для А - 10: $207,22 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ 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 - 5	5-1	А - 3	6-6
$I_{\text{р,л}}, \text{А}$	63,38	112,15	99,14	94,18
Марка провода	АС - 120/19	АС - 120/19	АС - 120/19	АС - 120/19
$I_{\text{р,л}}^{\text{авар}}, \text{А}$	126,8	224,3	218,13	207,22
$I_{\text{доп,л}}, \text{А}$	390	390	390	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

Для проектируемой сети сначала определим распределение полных мощностей S без учета потерь в линиях по участкам сети.

Рассмотрим в начале замкнутый контур (кольцо) А-3-6-А. Разрежем его по точке питания А, представим в виде линии с двухсторонним питанием (рис.3) и определим соответствующие мощности (рис. 3). Задаем точку потокораздела – точку 14 - и направления потоков мощности.

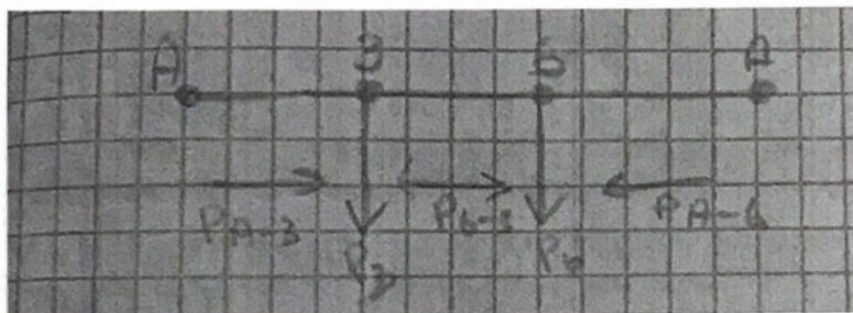


Рис.3

Определим потоки мощности по упрощенным формулам по участкам А-3, А-6, 6-3:

$$S_{A-3} = \frac{S_{14}(L_{14-10}+L_{A-10})+S_{10}L_{A-10}}{L_{A-14}+L_{14-10}+L_{A-10}} = \frac{39,58 \cdot (54+40)+37,6 \cdot 40}{45+54+40} = 37,58 \text{ МВА}$$

$$S_{A-6} = \frac{S_{10}(L_{14-10}+L_{A-14})+S_{14}L_{A-14}}{L_{A-14}+L_{14-10}+L_{A-10}} = \frac{37,6 \cdot (27+54)+39,58 \cdot 54}{54+27+27} = 47,95 \text{ МВА}$$

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

$$S_{6-3} = S_{A-10} - S_{10} = 47,95 - 37,6 = 10,35 \text{ МВА}$$

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

Далее рассмотрим двухцепные линии. Определим потоки полной мощности по участкам А-12', 12'-12, 12'-4 по каждой цепи двухцепных линий:

$$S_{A-12'} = \frac{S_4 + S_{12}}{2} = \frac{40,7 + 23}{2} = 31,85 \text{ МВА}$$

$$S_{12'-4} = \frac{S_4}{2} = \frac{40,7}{2} = 20,35 \text{ МВА}$$

$$S_{12'-12} = \frac{S_{12}}{2} = \frac{23}{2} = 11,5 \text{ МВА}$$

Далее определим 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];

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

В нормальном режиме работы сети наибольший ток в одноцепной и 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 [4]:

- в линии А-14: $I_{PA-14} = \frac{37,58 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 207,1 \text{ A}$
- в линии А-10: $I_{PA-10} = \frac{47,95 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 264,26 \text{ A}$
- в линии 10-14: $I_{P10-14} = \frac{10,35 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 57 \text{ A}$

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

- В одной цепи линии А-12': $I_{PA-12'} = \frac{31,85 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 175,53 \text{ A}$
- в одной цепи линии 12'-12: $I_{P12'-12} = \frac{20,35 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 112,15 \text{ A}$
- в одной цепи линии 12'-4: $I_{P12'-4} = \frac{11,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 63,38 \text{ A}$

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

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

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

- одноцепных линий «кольца»:

$$F_{A-14} = \frac{I_{PA-14}}{J_3} = \frac{207,1}{1,1} = 188,27 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-10} = \frac{I_{PA-10}}{J_3} = \frac{264,26}{1,1} = 240,23 \text{ мм}^2$$

$$F_{10-14} = \frac{I_{P10-14}}{J_3} = \frac{57}{1,1} = 51,82 \text{ мм}^2$$

- Для одной цепи двухцепных линий:

$$F_{A-12'} = \frac{I_{PA-12'}}{J_3} = \frac{175,53}{1,1} = 159,57 \text{ мм}^2$$

$$F_{12'-12} = \frac{I_{P12'-12}}{J_3} = \frac{112,15}{1,1} = 101,95 \text{ мм}^2$$

$$F_{12'-4} = \frac{I_{P12'-4}}{J_3} = \frac{63,38}{1,1} = 57,62 \text{ мм}^2$$

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 - 1: АС – 150/24;
- для А - 5: АС – 150/24;
- для 1 - 5: АС – 120/19;
- для А – 6': АС – 185/27;
- для 6' - 6: АС – 120/19;
- для 6' - 3: АС – 120/19.

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

Проверка выбранных сечений по допустимому нагреву осуществляется по формуле:

$$I_p^{\text{авар}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (6.4)$$

Где $I_p^{\text{авар}}$ - наибольший ток в послеаварийном режиме, А; $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток по нагреву, А. [4, табл. 7.12].

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

Рассмотрим кольцо (А-14-10-А);

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

$$S_{A-10\text{авар}} = S_{10} + S_{14} = 37,6 + 39,58 = 77,18 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-10}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-10\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{77,18 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 425,34 \text{ А}$$

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

$$S_{A-14\text{авар}} = S_{10} + S_{14} = 37,6 + 39,58 = 77,18 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-14}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-14\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{77,18 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 425,34 \text{ А}$$

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

$$S_{10-14\text{авар}} = S_{14} = 39,58 \text{ МВА}$$

$$I_{p10-14}^{\text{авар}} = \frac{S_{10-14\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{39,58 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 218,13 \text{ А}$$

Затем рассмотрим двухцепные линии А-12', 12'-12 и 12'-4:

– обрыв одной цепи линии А - 12':

$$S_{A-12'\text{авар}} = S_{12} + S_4 = 40,7 + 23 = 63,7 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-12'}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-12'\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{63,7 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 351 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии 6' - 6:

$$S_{12'-12\text{авар}} = S_{12} = 23 \text{ МВА}$$

$$I_{p12'-12}^{\text{авар}} = \frac{S_{12'-12\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{23 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 126,75 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии 12' - 12:

$$S_{12'-4\text{авар}} = S_4 = 40,7 \text{ МВА}$$

$$I_{p12'-4}^{\text{авар}} = \frac{S_{12'-4\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{40,7 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 224,3 \text{ А}$$

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 - 10: $425,34 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$ для АС-150/24;

– Для А - 14: $425,34 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$ для АС-150/24;

– Для 10 - 14: $218,13 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС-120/19;

- для А – 12': $351 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}$ для АС–120/19;
- для 12' - 12: $126,75 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}$ для АС–120/19;
- для 12' - 4: $224,3 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}$ 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. Все полученные результаты запишем в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Условия	А - 6	А - 3	3-6	А – 5'	5' - 5	5' - 1
$I_{\text{р.л}}, \text{A}$	207,1	264,26	57	175,53	112,15	63,38
Марка провода	АС–150/24	АС – 150/24	АС – 120/19	АС – 120/19	АС – 120/19	АС – 120/19
$I_{\text{авар}}, \text{A}$	425,34	425,34	218,13	351	126,75	224,3
$I_{\text{доп.л}}, \text{A}$	450	450	390	390	390	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.