



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) Трошкиной Дарьи Александровны

(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		84

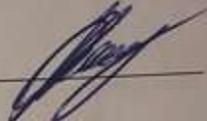
Отмеченные достоинства _____

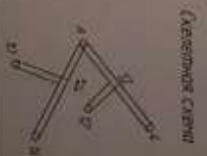
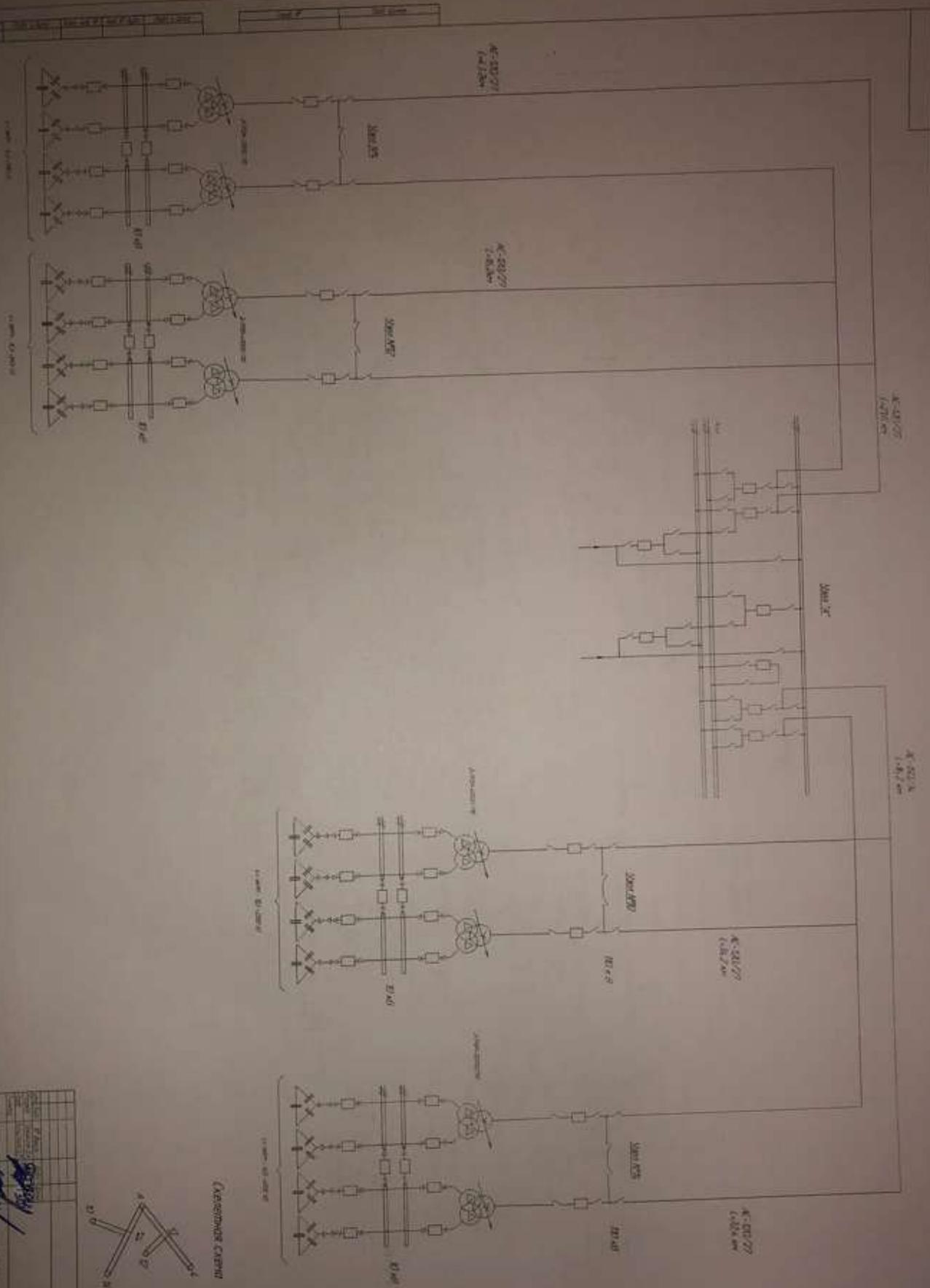
Отмеченные недостатки _____

Заключение _____

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

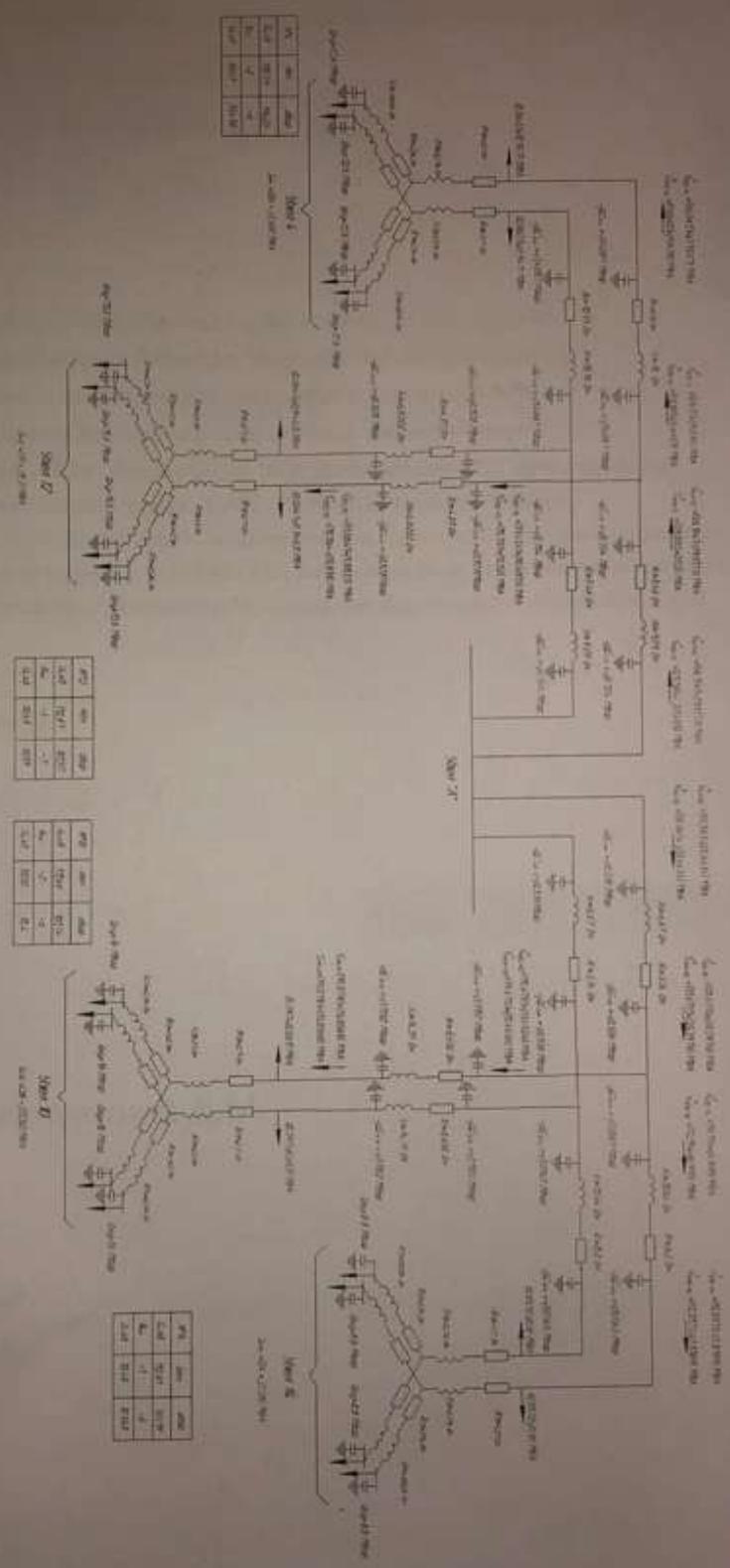
Дата: « 13 » 01 2021г.

Подпись _____ 



№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Исполнитель	М.И. Сидоров	И.И. Петров	В.В. Иванов	А.А. Смирнов	К.К. Соколов	Л.Л. Павлов	З.З. Попов	Ф.Ф. Морозов	Х.Х. Лебедев	Ц.Ц. Березин
Проверенный	С.С. Кузнецов	Д.Д. Степанов	П.П. Федотов	Я.Я. Романов	В.В. Волков	С.С. Селезнев	М.М. Герасимов	И.И. Смирнов	Н.Н. Соколов	К.К. Павлов
Дата	15.05.2024	15.05.2024	15.05.2024	15.05.2024	15.05.2024	15.05.2024	15.05.2024	15.05.2024	15.05.2024	15.05.2024

М.И. Сидоров



POWER DISTRIBUTION



 REGISTERED PROFESSIONAL ENGINEER

Справка о проверке на наличие заимствований

Имя файла: Курсовой проект.docx Автор: Трошкина Д.А.

Заглавие: ЭС-3-17

Год публикации: 2021

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 АПУ 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: 66%

Оригинальные фрагменты: 66,08%

Обнаруженные заимствования: 33,92%

Цитирование: 0,00%



Работу проверил: Валиуллина Д.М.

Дата: 05.01.2021

Подпись:

© ООО НЦР
«Руконт», 2021
Дата создания:
05.01.2021



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:

Трошкина Дарья Александровна
обучающийся 4 курса группы ЭС-3-17
DT
(подпись)

Руководитель работы:

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

Работа выполнена и
защищена с оценкой хор

Дата защиты 13.01.2021

[Подпись] 13.01.2021
(подпись, руководителя) (дата)

Члены комиссии: доцент
(должность)

ст. преп
(должность)

[Подпись]
(подпись)

А.Х. Сабитов
(И.О. Фамилия)

Ю.К. Ильмова
(И.О. Фамилия)

Казань, 2021 г.

Вариант 12.

1. Исходные данные

Масштаб:

В 1 клетке – 9 км.

Коэффициент активной мощности на подстанции «А»:

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

Напряжение на шинах подстанции «А», кВ:

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

Район по гололеду: IV

Число часов использования максимальной нагрузки, час/год:

$$T_{\max} = 3600 .$$

Продолжительность перегрузки силовых трансформаторов в течение суток

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

Максимальная активная нагрузка на подстанции, МВт:

$$P_{\max 4} = 26; P_{\max 10} = 38; P_{\max 12} = 31; P_{\max 14} = 24.$$

Коэффициенты реактивной мощности нагрузки на подстанциях имеют следующие значения:

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

В составе потребителей на всех ПС имеются нагрузки I и II категорий по надежности электроснабжения с преобладанием нагрузок II категории.

Стоимость электроэнергии – 3,25 руб./кВт·ч.

2. Формирование вариантов схемы РЭС и выбор номинального напряжения сети

Для расчета были выбраны 2 варианта конфигурации районной электрической сети (рис.1). Сначала для них проводятся приближенные расчеты.

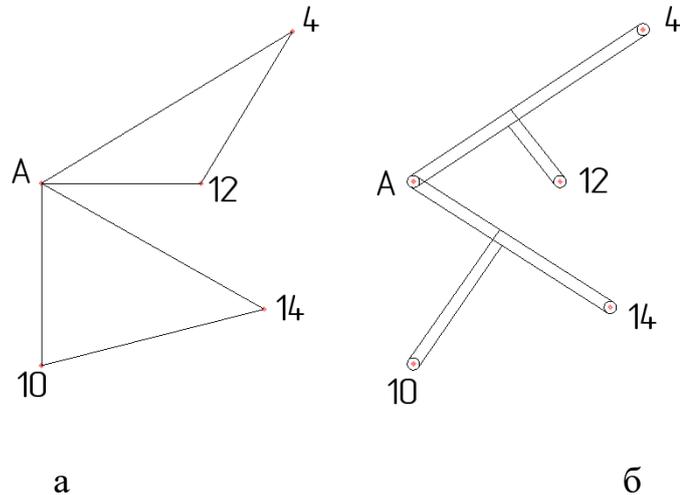


Рис. 1. Схемы конфигурации электрической сети
а – вариант 1; б – вариант 2

1 Вариант

Для выбранной конфигурации электрической сети предварительно определим экономически целесообразное напряжение. Нужно найти длины трасс линий по участкам, учитывая заданный масштаб и передаваемые мощности.

Длины трасс линий:

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

Первоначально определим перетоки активных мощностей, не учитывая потери мощности. Используем вместо сопротивлений длины линий.

Расчет начинаем с замкнутого контура (кольца) А–4–12–А. Разделим его по точке питания А и представим в виде линии с двухсторонним питанием. Найдем соответствующие мощности. Зададим точку потокораздела и направления мощностей. Если при расчете получается отрицательное значение мощности, то надо изменить место точки потокораздела и направление мощностей.

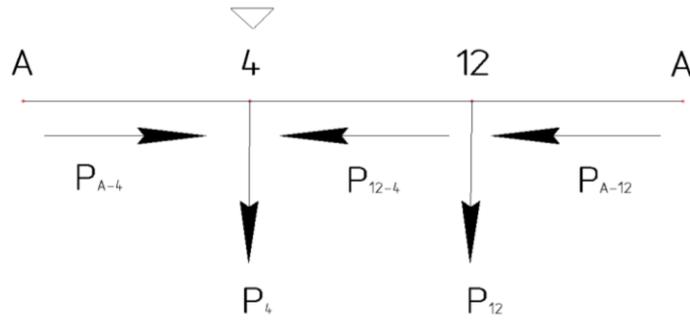


Рис. 2. Точка потокораздела 4 и направление мощностей контура А–4–12–А

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

$$P_{A-4} = \frac{P_4(L_{4-12}+L_{A-12})+P_{12}L_{A-12}}{L_{A-4}+L_{4-12}+L_{A-12}} = \frac{26*(45+27)+31*27}{64,8+45+27} = 19,8 \text{ МВт}$$

$$P_{A-12} = \frac{P_{12}(L_{4-12}+L_{A-4})+P_4L_{A-4}}{L_{A-4}+L_{4-12}+L_{A-12}} = \frac{31*(45+64,8)+26*64,8}{64,8+45+27} = 37,19 \text{ МВт}$$

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

$$P_{12-4} = P_{A-12} - P_{12} = 37,19 - 31 = 6,19 \text{ МВт}$$

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

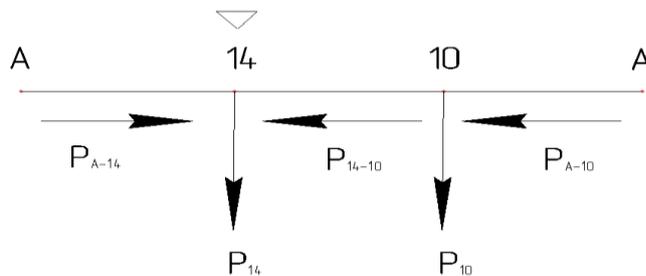


Рис. 3. Точка потокораздела 14 и направление мощностей контура А–14–10–А

$$P_{A-14} = \frac{P_{14}(L_{14-10}+L_{A-10})+P_{10}L_{A-10}}{L_{A-14}+L_{14-10}+L_{A-10}} = \frac{24*(46,8+36)+38*36}{48,6+46,8+36} = 25,53 \text{ МВт}$$

$$P_{A-10} = \frac{P_{10}(L_{14-10}+L_{A-14})+P_{14}L_{A-14}}{L_{A-14}+L_{14-10}+L_{A-10}} = \frac{38*(46,8+48,6)+24*48,6}{48,6+46,8+36} = 36,46 \text{ МВт}$$

По первому закону Кирхгофа определим мощность на участке 14–10:

$$P_{14-10} = P_{A-14} - P_{14} = 25,53 - 24 = 1,53 \text{ МВт}$$

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{\text{ном.А-4}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{64,8} + \frac{2500}{19,8}}} = 86,39 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.12-4}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{45} + \frac{2500}{6,19}}} = 49,08 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.А-12}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{27} + \frac{2500}{37,19}}} = 107,995 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.А-14}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{48,6} + \frac{2500}{25,53}}} = 96,13 \text{ кВ}$$

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

$$U_{\text{ном.А-10}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{36} + \frac{2500}{36,46}}} = 110,125 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.ср}}^{\text{э}} = \frac{86,39 + 49,08 + 107,995 + 96,13 + 24,66 + 110,125}{6} = 79,06 \text{ кВ}$$

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

2 Вариант

Рассчитаем перетоки мощности для конфигурации районной электрической сети с отпайкой. 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:

$$L_{\text{А-12}'} = 21,6 \text{ км}; \quad L_{\text{12}'-12} = 16,2 \text{ км}; \quad L_{\text{12}'-4} = 43,2 \text{ км}; \quad L_{\text{А-10}'} = 16,2 \text{ км}; \quad L_{\text{10}'-10} = 34,2 \text{ км}; \quad L_{\text{10}'-14} = 32,4 \text{ км}.$$

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

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии А-12}': P_{\text{А-12}'} = \frac{P_{12} + P_4}{2} = \frac{31 + 26}{2} = 28,5 \text{ МВт}$$

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии 12}'-12: P_{\text{12}'-12} = \frac{P_{12}}{2} = \frac{31}{2} = 15,5 \text{ МВт}$$

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии 12}'-4: P_{\text{12}'-4} = \frac{P_4}{2} = \frac{26}{2} = 13 \text{ МВт}$$

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии А-10}': P_{\text{А-10}'} = \frac{P_{10} + P_{14}}{2} = \frac{38 + 24}{2} = 31 \text{ МВт}$$

– для первой цепи (1ц) линии 10'-10: $P_{10'-10} = \frac{P_{10}}{2} = \frac{38}{2} = 19$ МВт

– для первой цепи (1ц) линии 12'-4: $P_{10'-14} = \frac{P_{14}}{2} = \frac{24}{2} = 12$ МВт

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

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{\text{ном.А-12'}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{21,6} + \frac{2500}{28,5}}} = 94,9 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.12'-12}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{16,2} + \frac{2500}{15,5}}} = 72,14 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.12'-4}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{43,2} + \frac{2500}{13}}} = 70,03 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.А-10'}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{16,2} + \frac{2500}{31}}} = 94,69 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.10'-10}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{34,2} + \frac{2500}{19}}} = 82,7 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.10'-14}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{32,4} + \frac{2500}{12}}} = 66,85 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.ср}}^{\text{э}} = \frac{94,9+72,14+70,03+94,69+82,7+66,85}{6} = 80,218 \text{ кВ}$$

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

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

Для выполнения данного раздела необходимо ознакомиться с разделами 2.2 и 2.3 части I.

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

$\Delta P_c = 0,05$ – суммарные потери активной мощности в сети в долях от суммарной нагрузки подстанции;

$k_0 = 0,95$ – коэффициент одновременно наибольшей нагрузки подстанции;

$$P_{\Pi, \text{нб}} = (k_0 + \Delta P_C)(P_4 + P_{10} + P_{12} + P_{14}) = (0,95 + 0,05)(26 + 38 + 31 + 24) = 119 \text{ МВт.}$$

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:

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

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

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

Для 4-й подстанции наибольшая реактивная нагрузка:

$$Q_{\text{нб},4} = P_{\text{нб},4} \cdot \operatorname{tg} \varphi_4 = 26 \cdot 0,78 = 20,28 \text{ Мвар};$$

для 10, 12, 14-й подстанций

$$Q_{\text{нб},10} = P_{\text{нб},10} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{10} = 45 \cdot 0,75 = 33,75 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{нб},12} = P_{\text{нб},12} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{12} = 31 \cdot 0,8 = 24,8 \text{ Мвар};$$

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

Для 4-й подстанции наибольшая полная нагрузка:

$$S_{\text{нб},4} = \sqrt{P_{\text{нб},4}^2 + Q_{\text{нб},4}^2} = \sqrt{26^2 + 20,28^2} = 32,97 \text{ МВ*А}$$

для 10, 12, 14-й подстанций:

$$S_{\text{нб},10} = \sqrt{P_{\text{нб},10}^2 + Q_{\text{нб},10}^2} = \sqrt{45^2 + 33,75^2} = 56,25 \text{ МВ*А}$$

$$S_{\text{нб},12} = \sqrt{P_{\text{нб},12}^2 + Q_{\text{нб},12}^2} = \sqrt{31^2 + 24,8^2} = 39,69 \text{ МВ*А}$$

$$S_{\text{нб},14} = \sqrt{P_{\text{нб},14}^2 + Q_{\text{нб},14}^2} = \sqrt{24^2 + 16,08^2} = 28,88 \text{ МВ*А}$$

Чтобы оценить потери реактивной мощности в трансформаторах, воспользуемся формулой (2.4). ($\alpha_{T,i}$ примем равным 1, т.к. рассматриваем электрическую сеть с одной трансформацией напряжения 110/10 кВ.).

$$\Delta Q_{T,\Sigma} = 0,1[\alpha_{T,i}(S_{нб,4} + S_{нб,10} + S_{нб,12} + S_{нб,14})] = 0,1[1(32,97 + 46,82 + 39,69 + 28,88)] = 14,836 \text{ Мвар.}$$

Суммарную наибольшую реактивную мощность $Q_{п.нб}$, которую потребляют с шин электростанции или районной подстанции (А), 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.

$$\Delta Q_L - \Delta Q_{c,l} = 0.$$

Отсюда:

$$Q_{п,нб} = 0,98(Q_{нб,4} + Q_{нб,10} + Q_{нб,12} + Q_{нб,14}) + \Delta Q_{T,\Sigma} = 0,98(20,28 + 27,36 + 24,8 + 16,08) + 14,836 = 101,58 \text{ Мвар}$$

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

Для выбора компенсирующих устройств необходимо ознакомиться разделами 2.3 и 2.4 части I методических указаний.

Есть 2 условия, по которым проводится выбор компенсирующих устройств.

Первое условие: необходимо найти мощности конденсаторных батарей по условию баланса реактивной мощности в системе.

Полученное значение суммарной потребляемой реактивной мощности

$$Q_{п,нб} = 101,58 \text{ Мвар}$$

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;

$\operatorname{tg}\varphi_A = 0,328$ - указан в задании на курсовой проект (целесообразное значение коэффициента реактивной мощности для получения реактивной мощности из системы – «А»);

$$Q_c = P_{п.нб} \cdot \operatorname{tg}\varphi_A = 119 \cdot 0,328 = 39,03 \text{ Мвар}$$

При $Q_{п,нб} \geq Q_c$ ($101,58 \text{ Мвар} \geq 39,03 \text{ Мвар}$) в проектируемой сети должны быть установлены компенсирующие устройства, суммарная мощность которых определяется по формуле (2.5) части I:

$$Q_{k\Sigma} = Q_{п.нб} - Q_c = 101,58 - 39,03 = 62,55 \text{ Мвар}$$

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

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

– для 4-й подстанции:

$$Q_{k,4} = P_{\text{НБ},4}(\operatorname{tg}\varphi_4 - \operatorname{tg}\varphi_A) = 26(0,78 - 0,328) = 11,75 \text{ Мвар};$$

– для 10, 12, 14-й подстанций:

$$Q_{k,10} = P_{\text{НБ},10}(\operatorname{tg}\varphi_{10} - \operatorname{tg}\varphi_A) = 38(0,72 - 0,328) = 14,89 \text{ Мвар};$$

$$Q_{k,12} = P_{\text{НБ},12}(\operatorname{tg}\varphi_{12} - \operatorname{tg}\varphi_A) = 31(0,8 - 0,328) = 14,63 \text{ Мвар};$$

$$Q_{k,14} = P_{\text{НБ},14}(\operatorname{tg}\varphi_{14} - \operatorname{tg}\varphi_A) = 24(0,67 - 0,328) = 8,21 \text{ Мвар}.$$

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

– для 4-й подстанции:

$$Q_{k,4} = P_{\text{НБ},4}(\operatorname{tg}\varphi_4 - \operatorname{tg}\varphi_3) = 26(0,78 - 0,3) = 12,48 \text{ Мвар};$$

для 10, 12, 14-й подстанций:

$$Q_{k,10} = P_{\text{НБ},10}(\operatorname{tg}\varphi_{10} - \operatorname{tg}\varphi_3) = 38(0,72 - 0,3) = 15,96 \text{ Мвар};$$

$$Q_{k,12} = P_{\text{НБ},12}(\operatorname{tg}\varphi_{12} - \operatorname{tg}\varphi_3) = 31(0,8 - 0,3) = 15,5 \text{ Мвар};$$

$$Q_{k,14} = P_{\text{НБ},14}(\operatorname{tg}\varphi_{14} - \operatorname{tg}\varphi_3) = 24(0,67 - 0,3) = 8,88 \text{ Мвар}.$$

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

Второе условие будет решающим для выбора конденсаторных установок, потому что мощности конденсаторных установок, определенные по второму условию по формуле (2.8) части I, получились больше.

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 берется равной или ближайшей (большей или меньшей) по номенклатуре заводов-изготовителей КУ.

С помощью таблицы 2.1 части I выбираем типы и количество КУ, устанавливаемых на каждой подстанции. 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-10,5-3150-УЗ
10	4	УКРМ-10,5-4000-УЗ
12	4	УКРМ-10,5-3900-УЗ
14	4	УКРМ-10,5-2200-УЗ

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

- для 4-го узла $Q_{k,4}$: $4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 3150 = 12,6$ Мвар;
- для 10-го узла $Q_{k,10}$: $4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 4000 = 16$ Мвар;
- для 12-го узла $Q_{k,12}$: $4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 3900 = 15,6$ Мвар;
- для 14-го узла $Q_{k,14}$: $4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 2200 = 8,8$ Мвар.

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

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

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

$$Q_4 = Q_{нб,4} - Q_{k,4} = 20,28 - 12,6 = 7,68 \text{ Мвар};$$

$$Q_{10} = Q_{нб,10} - Q_{k,10} = 27,36 - 16 = 11,36 \text{ Мвар};$$

$$Q_{12} = Q_{нб,12} - Q_{k,12} = 24,8 - 15,6 = 9,2 \text{ Мвар};$$

$$Q_{14} = Q_{нб,14} - Q_{k,14} = 16,08 - 8,8 = 7,28 \text{ Мвар.}$$

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:

$$S_4 = P_{нб.4} + jQ_4 = 26 + j7,68 = 27,11 \text{ МВА};$$

$$S_{10} = P_{нб.10} + jQ_{10} = 38 + j11,36 = 39,66 \text{ МВА};$$

$$S_{12} = P_{нб.12} + jQ_{12} = 31 + j9,2 = 32,34 \text{ МВА};$$

$$S_{14} = P_{нб.14} + jQ_{14} = 24 + j7,28 = 25,08 \text{ МВА};$$

5. Выбор трансформаторов понижающих подстанций.

Количество трансформаторов выбирается с учетом категоричности потребителей по степени надежности электроснабжения. Так как, по условию курсового проекта, на всех подстанциях имеются потребители I и II категории и $P_{\max} \geq 10 \text{ МВт}$, 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:

$$\text{- для ПС №4: } S_{\text{РАСЧ.ТР4}} = \frac{S_4}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{27,11}{1,1} = 24,64 \text{ МВА};$$

$$\text{- для ПС №10: } S_{\text{РАСЧ.ТР10}} = \frac{S_{10}}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{39,66}{1,1} = 36,05 \text{ МВА};$$

- для ПС №12: $S_{\text{РАСЧ.ТР12}} = \frac{S_{12}}{K_{\text{перег.тр}}} = \frac{32,34}{1,1} = 29,4 \text{ МВА};$

- для ПС №14: $S_{\text{РАСЧ.ТР14}} = \frac{S_{14}}{K_{\text{перег.тр}}} = \frac{25,08}{1,1} = 22,8 \text{ МВА}.$

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
4	27,11	24,64	2 × ТРДН – 25000 /110
10	39,66	36,05	2 × ТРДЦН – 40000/110
12	32,34	29,4	2 × ТРДН – 40000 /110
14	25,08	22,8	2 × ТРДН – 25000 /110

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

Таблица 5.2.

Данные трехфазных двухобмоточных трансформаторов

Справочные данные	ТРДН – 25000 /110	ТРДН – 40000 /110
$S_{ном}, МВ \cdot А$	25	40
Пределы регулирования на стороне ВН	$\pm 9 \times 1,78\%$	$\pm 9 \times 1,78\%$
$U_{номВН}, кВ$	115	115
$U_{номНН}, кВ$	10,5	10,5
$U_{к ВН-НН}, \%$	10,5	10,5
$U_{к ВН-НН1 (ВН-НН2)}, \%$	20	20
$\Delta P_{к}, кВт$	120	172
$\Delta P_{х}, кВт$	27	36
$I_{х}, \%$	0,7	0,65

6. Выбор сечения проводников воздушных линий электропередачи.

Для выбора сечений проводов воздушных линий необходимо ознакомиться с разделом 3.4 части I методических указаний.

1 Вариант

Для проектируемой сети сначала определим распределение полных мощностей S без учета потерь в линиях по участкам сети. Рассмотрим в начале кольцо А–4–12–А линию с двухсторонним питанием (А–4–12–А). Наметим точку потокораздела – точку 4 – и направления потоков мощностей.

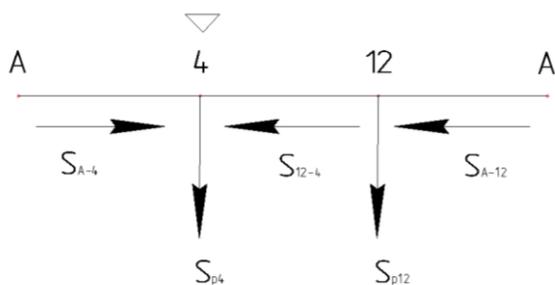


Рис. 4. Точка потокораздела 4 и направление потоков мощностей контура А–4–12–А

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

$$S_{A-4} = \frac{S_4(L_{12-4}+L_{A-12})+S_{12}L_{A-12}}{L_{A-4}+L_{12-4}+L_{A-12}} = \frac{27,11*(45+27)+32,34*27}{64,8+45+27} = 20,65 \text{ МВА}$$

$$S_{A-12} = \frac{S_{12}(L_{12-4}+L_{A-4})+S_4L_{A-4}}{L_{A-4}+L_{12-4}+L_{A-12}} = \frac{32,34*(45+64,8)+27,11*64,8}{64,8+45+27} = 38,79 \text{ МВА}$$

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

$$S_{12-4} = S_{A-12} - S_{12} = 38,79 - 32,34 = 6,45 \text{ МВА}$$

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

Далее рассмотрим кольцо А-14-10-А:

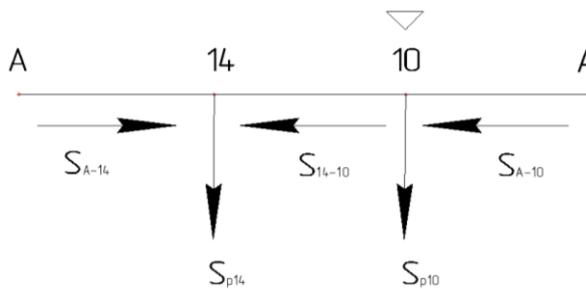


Рис. 5. Точка потокораздела 10 и направление потоков мощностей контура А–14–10–А

$$S_{A-14} = \frac{S_{14}(L_{14-10}+L_{A-10})+S_{10}L_{A-10}}{L_{A-14}+L_{14-10}+L_{A-10}} = \frac{25,08*(46,8+36)+39,66*36}{48,6+46,8+36} = 26,53 \text{ МВА}$$

$$S_{A-10} = \frac{S_{10}(L_{14-10}+L_{A-14})+S_{14}L_{A-14}}{L_{A-4}+L_{14-10}+L_{A-10}} = \frac{39,66*(46,8+48,6)+25,08*48,6}{48,6+46,8+36} = 38,07 \text{ МВА}$$

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

$$S_{14-10} = S_{A-14} - S_{14} = 26,53 - 25,08 = 1,45 \text{ МВА}$$

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

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

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: $I_{PA-4} = \frac{20,65 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 91 \text{ А}$
- в линии А-12: $I_{PA-12} = \frac{38,79 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 171 \text{ А}$
- в линии 12-4: $I_{P12-4} = \frac{6,45 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 28 \text{ А}$
- в линии А-14: $I_{PA-14} = \frac{26,53 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 117 \text{ А}$
- в линии А-10: $I_{PA-10} = \frac{38,07 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 168 \text{ А}$
- в линии 14-10: $I_{P14-10} = \frac{1,45 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 6 \text{ А}$

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

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

$$J_3 = 1,1$$

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

- для одноцепных линий «кольца»:

$$F_{A-4} = \frac{I_{pA-4}}{J_3} = \frac{91}{1,1} = 82,7 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-12} = \frac{I_{pA-12}}{J_3} = \frac{171}{1,1} = 155,4 \text{ мм}^2$$

$$F_{12-4} = \frac{I_{p12-4}}{J_3} = \frac{28}{1,1} = 25,4 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-14} = \frac{I_{pA-14}}{J_3} = \frac{117}{1,1} = 106,4 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-10} = \frac{I_{pA-10}}{J_3} = \frac{168}{1,1} = 152,7 \text{ мм}^2$$

$$F_{14-10} = \frac{I_{p14-10}}{J_3} = \frac{6}{1,1} = 5,4 \text{ мм}^2$$

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 – 4: АС – 120/27;
- Для А – 12: АС – 150/34;
- Для 12 – 4: АС – 120/27;
- Для А – 14: АС – 120/27;
- Для А – 10: АС – 150/34;
- Для 14 – 10: АС – 120/27.

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-4-12-А):

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

$$S_{A-12 \text{ авар}} = S_4 + S_{12} = 27,11 + 32,34 = 59,45 \text{ МВА}$$

$$I_{p A-12}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-12 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{59,45 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 262,1 \text{ А}$$

– при обрыве линии А - 12:

$$S_{A-4 \text{ авар}} = S_4 + S_{12} = 27,11 + 32,34 = 59,45 \text{ МВА}$$

$$I_{p A-12}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-4 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{59,45 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 262,1 \text{ А}$$

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

$$S_{12-4 \text{ авар}} = S_{12} = 32,34 \text{ МВА}$$

$$I_{p 12-4}^{\text{авар}} = \frac{S_{12-4 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{32,34 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 142,6 \text{ А}$$

Затем рассмотрим кольцо (А-14-10-А):

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

$$S_{A-10 \text{ авар}} = S_{14} + S_{12} = 25,08 + 39,66 = 64,74 \text{ МВА}$$

$$I_{p A-10}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-10 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{64,74 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 285,4 \text{ А}$$

– при обрыве линии А - 10:

$$S_{A-14 \text{ авар}} = S_{14} + S_{10} = 25,08 + 39,66 = 64,74 \text{ МВА}$$

$$I_{p A-12}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-4 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{64,74 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 285,4 \text{ А}$$

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

$$S_{14-10 \text{ авар}} = S_{10} = 39,66 \text{ МВА}$$

$$I_{p\ 14-10}^{\text{авар}} = \frac{S_{14-10\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{39,66 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 174,85 \text{ A}$$

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: $261,1 \text{ A} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}$ для АС–120/27;
- для А - 12: $261,1 \text{ A} \leq I_{\text{доп}} = 450 \text{ A}$ для АС–150/34;
- для 12- 4: $142,6 \text{ A} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}$ для АС–120/27;
- для А - 14: $285,4 \text{ A} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}$ для АС–120/27;
- для А - 10: $285,4 \text{ A} \leq I_{\text{доп}} = 450 \text{ A}$ для АС–150/34;
- для 14- 10: $142,6 \text{ A} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}$ для АС–120/27;

Окончательный выбор сечений проводов заключается в принятии большего сечения из двух вышперечисленных 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
$I_{p,i}, \text{ A}$	91	171	28	117	168	6
Марка провода	АС – 120/27	АС – 150/34	АС – 120/27	АС – 120/27	АС – 150/34	АС – 120/27
$I_{p,i}^{\text{авар}}, \text{ A}$	262,1	262,1	142,6	285,4	285,4	174,85
$I_{\text{доп},i}, \text{ A}$	390	450	390	390	450	390

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

2 Вариант

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

$$S_{A-12'} = \frac{S_{12} + S_4}{2} = \frac{32,34 + 27,11}{2} = 29,73 \text{ МВА}$$

$$S_{12'-12} = \frac{S_{12}}{2} = \frac{32,34}{2} = 16,17 \text{ МВА}$$

$$S_{12'-4} = \frac{S_4}{2} = \frac{27,11}{2} = 13,55 \text{ МВА}$$

$$S_{A-10'} = \frac{S_{10} + S_{14}}{2} = \frac{39,66 + 25,08}{2} = 32,37 \text{ МВА}$$

$$S_{10'-10} = \frac{S_{10}}{2} = \frac{39,66}{2} = 19,83 \text{ МВА}$$

$$S_{10'-14} = \frac{S_{14}}{2} = \frac{25,08}{2} = 12,54 \text{ МВА}$$

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

- в одной цепи линии А-12': $I_{PA-12'} = \frac{29,73 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 131,1 \text{ А}$
- в одной цепи линии 12'-12: $I_{P12'-12} = \frac{16,17 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 71,3 \text{ А}$
- в одной цепи линии 12'-4: $I_{P12'-4} = \frac{13,55 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 59,7 \text{ А}$
- в одной цепи линии А-10': $I_{PA-10'} = \frac{32,37 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 142,7 \text{ А}$
- в одной цепи линии 10'-10: $I_{P10'-10} = \frac{19,83 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 87,4 \text{ А}$
- в одной цепи линии 10'-14: $I_{P10'-14} = \frac{12,54 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 55,3 \text{ А}$

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

– Для одной цепи двухцепных линий:

$$F_{A-12'} = \frac{I_{pA-12'}}{J_3} = \frac{131,1}{1,1} = 119,2 \text{ мм}^2$$

$$F_{12'-12} = \frac{I_{p12'-12}}{J_3} = \frac{71,3}{1,1} = 64,8 \text{ мм}^2$$

$$F_{12'-4} = \frac{I_{p12'-4}}{J_3} = \frac{59,7}{1,1} = 54,3 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-10'} = \frac{I_{pA-10'}}{J_3} = \frac{142,7}{1,1} = 129,7 \text{ мм}^2$$

$$F_{10'-10} = \frac{I_{p10-10'}}{J_3} = \frac{87,4}{1,1} = 79,45 \text{ мм}^2$$

$$F_{10'-14} = \frac{I_{p10'-14}}{J_3} = \frac{55,3}{1,1} = 50,3 \text{ мм}^2$$

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 – 120/27;
- для 12' - 12: АС – 120/27;
- для 12' - 4: АС – 120/27;
- для А – 10': АС – 150/34;
- для 10' - 10: АС – 120/27;
- для 10' - 14: АС – 120/27.

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':

$$S_{A-12' \text{ авар}} = S_{12} + S_4 = 32,34 + 27,11 = 59,45 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-12'}^{\text{ авар}} = \frac{S_{A-12' \text{ авар}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} * \alpha_i * \alpha_t = \frac{59,45 * 10^6}{\sqrt{3} * 110 * 10^3} * 1,05 * 0,8 = 262,1 \text{ А}$$

- обрыв одной цепи линии 12' – 12:

$$S_{12'-12 \text{ авар}} = S_{12} = 32,34 \text{ МВА}$$

$$I_{p12'-12}^{\text{ авар}} = \frac{S_{12'-12 \text{ авар}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} * \alpha_i * \alpha_t = \frac{32,34 * 10^6}{\sqrt{3} * 110 * 10^3} * 1,05 * 0,8 = 142,6 \text{ А}$$

- обрыв одной цепи линии 12' – 4:

$$S_{12'-4 \text{ авар}} = S_4 = 27,11 \text{ МВА}$$

$$I_{p12'-4}^{\text{ авар}} = \frac{S_{12'-4 \text{ авар}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} * \alpha_i * \alpha_t = \frac{27,11 * 10^6}{\sqrt{3} * 110 * 10^3} * 1,05 * 0,8 = 119,5 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии А - 10':

$$S_{A-10'авар} = S_{10} + S_{14} = 39,66 + 25,08 = 64,74 \text{ МВА}$$
$$I_{pA-10'}^{авар} = \frac{S_{A-10'авар}}{\sqrt{3} * U_{ном}} * \alpha_i * \alpha_t = \frac{64,74 * 10^6}{\sqrt{3} * 110 * 10^3} * 1,05 * 0,8 = 285,43 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии 10' – 10:

$$S_{10'-10авар} = S_{10} = 39,66 \text{ МВА}$$
$$I_{p10'-10}^{авар} = \frac{S_{10'-10авар}}{\sqrt{3} * U_{ном}} * \alpha_i * \alpha_t = \frac{39,66 * 10^6}{\sqrt{3} * 110 * 10^3} * 1,05 * 0,8 = 174,85 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии 10' – 14:

$$S_{10'-14авар} = S_{14} = 25,08 \text{ МВА}$$
$$I_{p10'-14}^{авар} = \frac{S_{10'-14авар}}{\sqrt{3} * U_{ном}} * \alpha_i * \alpha_t = \frac{25,08 * 10^6}{\sqrt{3} * 110 * 10^3} * 1,05 * 0,8 = 110,57 \text{ А}$$

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': $262,1 \text{ А} \leq I_{доп} = 390 \text{ А}$ для АС–120/27;
- Для 12' – 12: $142,6 \text{ А} \leq I_{доп} = 390 \text{ А}$ для АС–120/27;
- Для 12' – 4: $119,5 \text{ А} \leq I_{доп} = 390 \text{ А}$ для АС–120/27;
- Для А - 10': $285,43 \text{ А} \leq I_{доп} = 450 \text{ А}$ для АС–150/34;
- Для 10' – 10: $174,85 \text{ А} \leq I_{доп} = 390 \text{ А}$ для АС–120/27;
- Для 10' – 14: $110,57 \text{ А} \leq I_{доп} = 390 \text{ А}$ для АС–120/27;

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

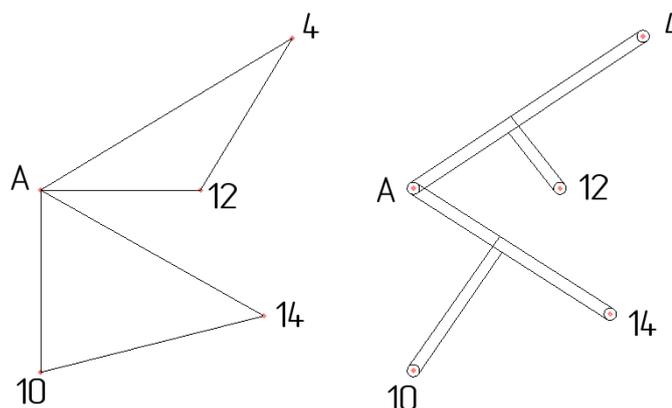
Все полученные результаты запишем в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Линия	А - 12'	12' - 12	12' - 4	А - 10'	10' - 10	10' - 14
$I_{p,i}, A$	131,1	71,3	59,7	142,7	87,4	55,3
Марка провода	АС – 120/27	АС – 120/27	АС – 120/27	АС – 150/34	АС – 120/27	АС – 120/27
$I_{авар_{p,i}}, A$	262,1	142,6	119,5	285,43	174,85	110,57
$I_{доп,i}, A$	390	390	390	450	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.

7. Выбор схем электрических подстанций



1 Вариант

2 Вариант

Для выбора схем необходимо ознакомиться с разделом 3.3 части I методических указаний.

7.1 Применение схем распределительных устройств (РУ) на стороне ВН

1 Вариант:

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).

Применяется для проходных двухтрансформаторных ПС с двухсторонним питанием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при КЗ (повреждении) на ВЛ в нормальном режиме ПС (при равномерном графике нагрузок).

Схема «5Н»

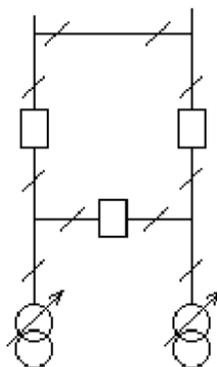


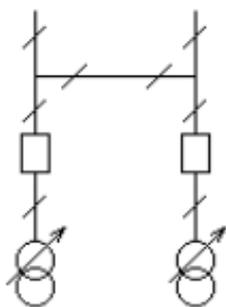
Рис. 3.6

2 Вариант:

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).

Применяется на напряжении 35–220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций.

Схема «4Н»



Для 1 и 2 Вариантов:

Для центра питания А выбирают схему «две рабочие и обходная система шин» № 13Н (рис. 3.10 части I).

Схема «13Н»

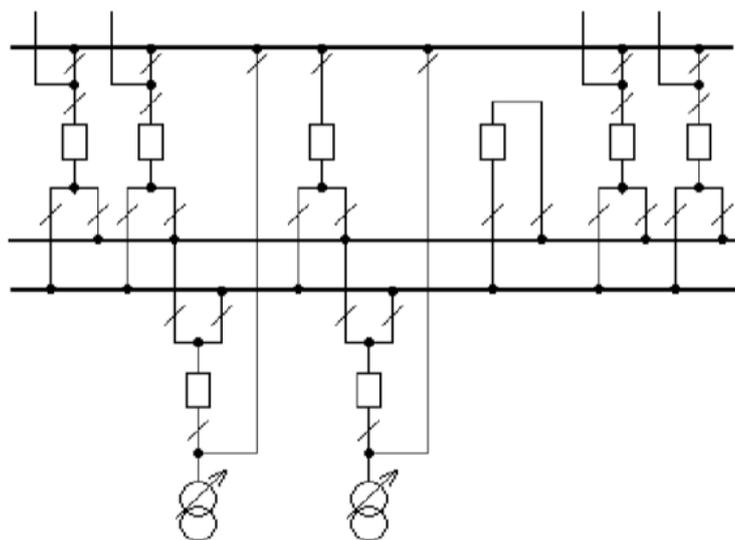


Рис. 3.10

7.2 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).

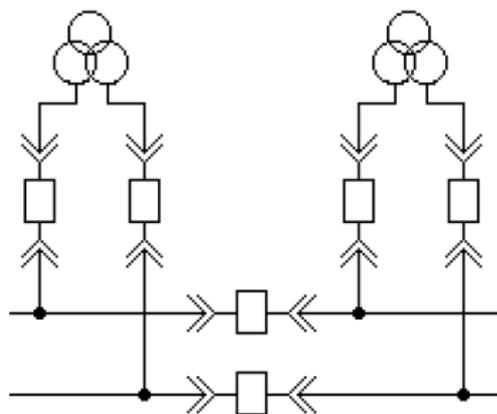


Рис.3.12.

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.

1 Вариант

Определим капитальные вложения на сооружение воздушных линий электропередачи по формуле:

$$K=L \cdot K_0 \cdot K_{\text{пересч.}}$$

(базисные показатели стоимости ВЛ приведены в ценах на 2000 год, коэффициент индексации цен $K_{\text{пересч.}} = 6$), используя [4, табл.7.4]:

– для одноцепных ВЛ «кольца»(учитываем железобетонные опоры по [4, табл.7.4]):

$$K_{A-4} = 64,8 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6 = 3,304 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{4-12} = 45 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6 = 2,295 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-12} = 27 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6 = 1,37 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-14} = 48,6 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6 = 2,478 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{14-10} = 46,8 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6 = 2,386 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-10} = 36 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6 = 1,84 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Суммарные капиталовложения в линии:

$$K_{\text{ЛЭП}} = (3,304 + 2,295 + 1,37 + 2,478 + 2,386 + 1,84) \cdot 10^8 = 13,673 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

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

$$K_{\text{T}} = K_{\text{ПЕРЕСЧ}} \cdot \sum_1^4 K_{\text{TPI}} = 6 \cdot (5,5 + 7,3 + 7,3 + 5,5) \cdot 10^8 = \\ = 153,6 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

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

Таблица 8.1

Марка	Стоимость, тыс. руб.	Количество	Итоговая стоимость, тыс. руб.
Марка	Стоимость, тыс.руб.	Количество	Итоговая стоимость, тыс. руб.
УКРМ-10,5-3150-У3	1125*6	4	4500*6
УКРМ-10,5-4000-У3	1125*6	4	4500*6
УКРМ-10,5-3900-У3	1125*6	4	4500*6
УКРМ-10,5-2000-У3	750*6	4	3000*6
$K_{КУ}$	$0,99 \cdot 10^8$ 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	$7300 \times 8 \times 6$ $= 350400$	12250×6 $= 73500$	А	423900
РУ–110 кВ. Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий 5Н	30000×6 $= 180000$	9000×6 $= 54000$	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:

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

$$K_{(1)} = (13,673 + 1,536 + 0,99 + 14,1702) \cdot 10^8 = 30,3692 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Расчёт суммарных годовых потерь электроэнергии представлен ниже.

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

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

где $T_{MAX} = 3600$ ч – время, в течение которого используется максимум нагрузки;

$$\Delta W_{T4} = 0,027 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{27,11}{2 \cdot 25} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 308,91 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T10} = 0,036 \cdot 8760 + 0,172 \cdot \left(\frac{39,66}{2 \cdot 40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 402,1 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T12} = 0,036 \cdot 8760 + 0,172 \cdot \left(\frac{32,34}{2 \cdot 40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 373 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T14} = 0,027 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{25,08}{2 \cdot 25} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 298,47 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{ТР}}^{\Sigma} = 2(380,91 + 402,1 + 373 + 298,47) = 2,765 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются как:

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

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-4} = \left(\frac{20,65}{110} \right)^2 \cdot 0,2531 \cdot 64,8 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1186,08 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{4-12} = \left(\frac{6,45}{110} \right)^2 \cdot 0,2061 \cdot 45 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 65,44 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-12} = \left(\frac{38,79}{110} \right)^2 \cdot 0,2531 \cdot 27 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1743,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-14} = \left(\frac{26,53}{110} \right)^2 \cdot 0,2531 \cdot 48,6 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1468,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{14-10} = \left(\frac{1,45}{110} \right)^2 \cdot 0,2061 \cdot 46,8 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3,44 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{10-A} = \left(\frac{38,07}{110} \right)^2 \cdot 0,2531 \cdot 36 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2239,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Sigma} = 1186,08 + 65,44 + 1743,8 + 1468,3 + 3,44 + 2239,6 = 6,706 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

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

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

$$И_{\Delta W(1)} = 3,25 \cdot (6,706 \cdot 10^3 + 2,765 \cdot 10^3) \cdot 10^3 = 3,078 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

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]:

$$K_{A-12'} = 21,6 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 1,49 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

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

$$K_{12'-4} = 43,2 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 2,98 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

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

$$K_{10-10'} = 34,2 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 2,36 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{10'-14} = 32,4 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 2,24 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{\text{ЛЭП}} = (1,49 + 1,12 + 2,98 + 1,12 + 2,36 + 2,24) \cdot 10^8 = 11,3022 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

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

$$K_T = K_{\text{ПЕРЕСЧ}} \cdot \sum_1^4 K_{\text{ТРi}} = 6 \cdot (5,5 + 7,3 + 7,3 + 5,5) \cdot 10^6 = \\ = 153,6 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

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-10,5-3150-У3	1125*6	4	4500*6
УКРМ-10,5-4000-У3	1125*6	4	4500*6
УКРМ-10,5-3900-У3	1125*6	4	4500*6
УКРМ-10,5-2200-У3	750*6	4	3000*6

В сумме : $K_{\text{КУ}} = 0,99 \cdot 10^8 \text{ руб}$

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	$73008 \times 6 = 350400$	$12250 \times 6 = 73500$	А	423900
РУ–110 кВ. Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий 4Н	$15200 \times 6 = 91200$	$9000 \times 6 = 54000$	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:

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

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

$$K = K_{лЭП} + K_T + K_{КУ} + K_{ру}$$

$$K_{(2)} = (11,3022 + 1,536 + 0,99 + 10,6182) \cdot 10^8 = 24,4464 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

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 $T_{\text{МАХ}}=3600$ ч время, в течение которого используется максимум нагрузки:

$$\Delta W_{T_4} = 0,027 \cdot 8760 + 0,12 \left(\frac{27,11}{2 \cdot 25} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 308,91 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T_{10}} = 0,036 \cdot 8760 + 0,172 \left(\frac{39,66}{2 \cdot 40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 402,1 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T_{12}} = 0,036 \cdot 8760 + 0,172 \left(\frac{32,34}{2 \cdot 40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 373,04 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T_{14}} = 0,027 \cdot 8760 + 0,12 \left(\frac{25,08}{2 \cdot 25} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 298,47 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{ТР}}^{\Sigma} = 2 \times (308,91 + 402,1 + 373,04 + 298,47) = 2,76504 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются как:

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

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-12'} = \left(\frac{29,73}{110} \right)^2 \cdot \frac{0,2531 \cdot 21,6}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 409,75 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{12'-12} = \left(\frac{16,17}{110} \right)^2 \cdot \frac{0,2531 \cdot 16,2}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 90,91 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{12'-4} = \left(\frac{13,55}{110} \right)^2 \cdot \frac{0,2531 \cdot 43,2}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 170,23 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-10'} = \left(\frac{32,37}{110} \right)^2 \cdot \frac{0,2061 \cdot 16,2}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 296,66 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{10'-10} = \left(\frac{19,83}{110} \right)^2 \cdot \frac{0,2531 \cdot 34,2}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 288,63 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{10'-14} = \left(\frac{12,54}{110} \right)^2 \cdot \frac{0,2531 \cdot 33,4}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 109,35 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Sigma} &= 409,75 + 90,91 + 170,23 + 296,66 + 288,63 + 109,35 \\ &= 1,365 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}\end{aligned}$$

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

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

$$I_{\Delta W(1)} = 3,25 \cdot (1,36553 \cdot 10^3 + 2,76504 \cdot 10^3) \cdot 10^3 = 1,342 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

Сравним экономическую эффективность.

Объём реализованной продукции:

$$\begin{aligned}Q_P &= T_{\text{МАХ}} \cdot \sum P \cdot 3,25 = 3600 \cdot (26 + 38 + 31 + 24) \cdot 3,25 \cdot 10^3 = \\ &= 1,3923 \cdot 10^9 \text{ руб}\end{aligned}$$

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

$$I_{\text{АРО}(1)} = 30,3692 \cdot 10^8 \cdot 0,028 = 8,5034 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$I_{\text{АРО}(2)} = 24,4464 \cdot 10^8 \cdot 0,028 = 6,845 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W(1)} = 3,078 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$I_{\Delta W(2)} = 1,342 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

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

$$I_{\Sigma(1)} = 8,5034 \cdot 10^7 + 3,078 \cdot 10^7 = 11,5814 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$I_{\Sigma(2)} = 6,845 \cdot 10^7 + 1,342 \cdot 10^7 = 8,187 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

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

$$\Pi_1 = 1,3923 \cdot 10^9 - 11,5814 \cdot 10^7 = 1,276 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$\Pi_2 = 1,3923 \cdot 10^9 - 8,187 \cdot 10^7 = 1,31 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

Налог на прибыль принимаем 20 % на 2011 г.:

$$H_1 = 0,2 \cdot \Pi_1 = 0,2 \cdot 1,276 \cdot 10^9 = 0,2552 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$H_2 = 0,2 \cdot \Pi_2 = 0,2 \cdot 1,31 \cdot 10^9 = 0,262 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

Рентабельности сети вычисляем по формуле:

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

$$P_1 = \frac{1,3923 \cdot 10^9 - 11,5814 \cdot 10^7 - 0,2552 \cdot 10^9}{3,03692 \cdot 10^9} = 0,336$$

$$P_2 = \frac{1,3923 \cdot 10^9 - 8,187 \cdot 10^7 - 0,262 \cdot 10^9}{2,44464 \cdot 10^9} = 0,428$$

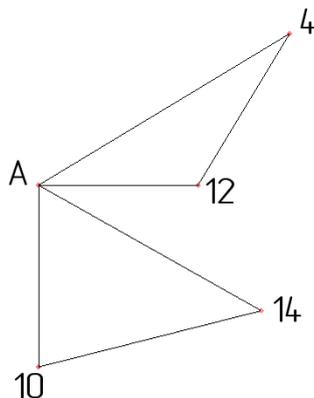
т.е. рентабельность второго варианта выше, чем первого.

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

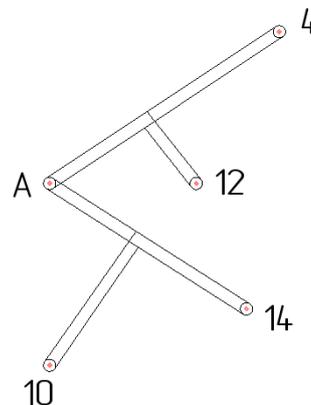
$$T_{ок1} = \frac{3,03692 \cdot 10^9}{1,276 \cdot 10^9 + 11,5814 \cdot 10^7} = 2,182 \approx 2 \text{ года}$$

$$T_{ок2} = \frac{2,44464 \cdot 10^9}{1,31 \cdot 10^9 + 8,187 \cdot 10^7} = 1,756 \approx 1 \text{ год}$$

1 Вариант



2 Вариант



$$И_{АРО(1)} = 8,5034 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$И_{АРО(2)} = 6,854 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$И_{\Delta W(1)} = 3,078 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$И_{\Delta W(2)} = 1,342 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$И_{\Sigma(1)} = 11,5814 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$И_{\Sigma(2)} = 8,187 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$К_1 = 30,3692 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

$$К_2 = 24,4464 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

$$П_1 = 1,276 \cdot 10^9 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

$$П_2 = 1,31 \cdot 10^9 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

$$P_1 = 0,336$$

$$P_2 = 0,428$$

$$T_{ок1} = 2,18 \approx 2 \text{ года}$$

$$T_{ок2} = 1,756 \approx 2 \text{ года}$$

Вывод:

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:

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

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^{H} и Q_c^{K} - генерируемые реактивные мощности линий, подходящих к узлу, Мвар.

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

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

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

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:

$$b_l = 2b_0L_l$$

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

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

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

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

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

Потери полной мощности в трансформаторе определяются по формуле:

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

Для ПС № 4 (2×ТРДН-25000/110):

$$\Delta P_4 = 27 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{27,11}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,0623 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_4 = \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{27,11}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 0,9467 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_4 = (0,0623 + j0,9467) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС №10 (2×ТРДН-40000/110):

$$\Delta P_{10} = 36 \cdot 10^3 + \frac{172 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{39,66}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 0,0783 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{10} = \frac{0,65 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{39,66}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 1,292 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{10} = (0,0783 + j1,292) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС №12 (2×ТРДН-40000/110):

$$\Delta P_{12} = 36 \cdot 10^3 + \frac{172 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{32,34}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 0,0641 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{0,65 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{32,34}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 0,9463 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{12} = (0,0641 + j0,9463) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС №14 (2×ТРДН-25000/110):

$$\Delta P_{14} = 27 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{25,08}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,0572 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{14} = \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{25,08}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 0,8354 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{14} = (0,0572 + j0,8354) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Найдем расчетные нагрузки по каждому трансформатору соответствующих ПС:

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

$$S_{\text{расч.}4} = \frac{S_{H,4}}{2} + \Delta S_4 - jQ_{c12'-4}^H = \frac{S_{H,4}}{2} + \Delta S_4 - j\frac{1}{2}U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_{012'-4} \cdot L_{12'-4}$$

$$S_{\text{расч.}4} = \frac{26 + j20,28}{2} + 0,0623 + j0,9467 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,695 \cdot 43,2 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (13,0623 + j9,678) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{\text{расч.}10} = S_{H,10} + \Delta S_{10} - j\frac{1}{2}U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_{010-10'} \cdot L_{10-10'}$$

$$S_{\text{расч.}10} = \frac{38 + j27,36}{2} + 0,0783 + j1,292 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,695 \cdot 10^{-6} \cdot 34,2 =$$

$$= (19,0783 + j13,8568) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{\text{расч.12}} = \frac{S_{\text{H.12}}}{2} + \Delta S_{12} - jQ_{\text{с}12'-12}^{\text{H}} = \frac{S_{\text{H.12}}}{2} + \Delta S_{12} - j\frac{1}{2}U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_{012'-12} \cdot L_{12'-12}$$

$$S_{\text{расч.12}} = \frac{31 + j24,8}{2} + 0,0641 + j0,9463 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,695 \cdot 10^{-6} \cdot 16,2 =$$

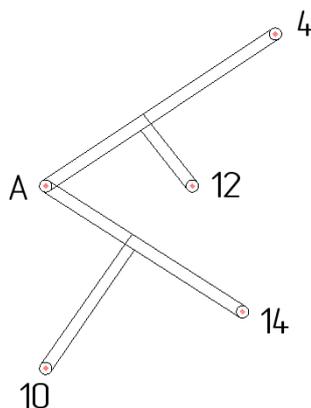
$$= (15,5641 + j12,8183) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{\text{расч.14}} = \frac{S_{\text{H.14}}}{2} + \Delta S_{14} - j\frac{1}{2}U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_{010'-14} \cdot L_{10'-14}$$

$$S_{\text{расч.14}} = \frac{24 + j16,08}{2} + 0,0572 + j0,8354 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,695 \cdot 10^{-6} \cdot 34,2 =$$

$$= (12,0572 + j7,8189) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

9.2. Расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линии



Для линии 12' - 4:

$$S_{12'-4}^{\text{K}} = S_{\text{p4}} = (13,0623 + j9,678) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{\text{z.12'-4}} = \frac{(P_{12'-4}^{\text{K}})^2 + (Q_{12'-4}^{\text{K}})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{12'-4}$$

$$\Delta S_{\text{z.12'-4}} = \frac{13,0623^2 + 9,678^2}{110^2} \cdot (10,93 + j18,18) = (0,2387 + j0,397) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$z_{12'-4} = (r_0 \cdot L_{12'-4} + jx_0 \cdot L_{12'-4}) = (0,2531 + j0,421) \cdot 43,2 =$$

$$= 10,1 + j17,67 \text{ Ом}$$

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

$$\begin{aligned} S_{12'-4}^H &= 13,0623 + j9,678 + 0,2387 + j0,397 - j1,4087 = \\ &= (13,301 + j8,6603) \text{ МВ} \cdot \text{А} \end{aligned}$$

Для линии 12-12':

$$S_{12-12'}^K = S_{p12} = (15,5641 + j12,8183) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{z.12-12'} = \frac{(P_{12-12'}^K)^2 + (Q_{12-12'}^K)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_{12-12'}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{z.12-12'} &= \frac{15,5641^2 + 12,8183^2}{110^2} \cdot (4,1 + j6,8202) = \\ &= (0,137 + j0,229) \text{ МВ} \cdot \text{А} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} z_{12-12'} &= (r_0 \cdot L_{12-12'} + jx_0 \cdot L_{12-12'}) = (0,2531 + j0,421) \cdot 16,2 = \\ &= 4,1 + j6,8202 \text{ Ом} \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} S_{12-12'}^H &= 15,5641 + j12,8183 + 0,137 + j0,229 - j0,528 = \\ &= (15,7011 + j12,52) \text{ МВ} \cdot \text{А} \end{aligned}$$

Для линии А-12':

$$S_{A-12'}^K = S_{4-12'}^H + S_{12-12'}^H = (29,002 + j21,2) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{z.A-12'} = \frac{(P_{A-12'}^K)^2 + (Q_{A-12'}^K)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_{A-12'}$$

$$\Delta S_{z.A-12'} = \frac{29,002^2 + 21,2^2}{110^2} \cdot (5,46 + j9,09) =$$

$$= (0,582 + j0,969) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\begin{aligned} z_{A-12'} &= (r_0 \cdot L_{A-12'} + jx_0 \cdot L_{A-12'}) = (0,2531 + j0,421) \cdot 21,6 = \\ &= 5,46 + j9,09 \text{ Ом} \end{aligned}$$

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

$$S_{A-12'}^H = 29,002 + j21,2 + 0,582 + j0,969 - j0,704 =$$

$$= (29,584 + j21,465) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии 14-10':

$$S_{14-10'}^K = S_{p14} = (12,0572 + j7,8189) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{z.14-10'} = \frac{(P_{14-10'}^K)^2 + (Q_{14-10'}^K)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_{14-10'}$$

$$\Delta S_{z.14-10'} = \frac{12,0572^2 + 7,8189^2}{110^2} \cdot (8,2 + j13,64) =$$

$$= (0,139 + j0,233) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$z_{14-10'} = (r_0 \cdot L_{14-10'} + jx_0 \cdot L_{14-10'}) = (0,2531 + j0,421) \cdot 32,4 =$$

$$= 8,2 + j13,64 \text{ Ом}$$

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

$$S_{14-10'}^H = 12,0572 + j7,8189 + 0,139 + j0,233 - j1,0565 =$$

$$= (12,196 + j6,995) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии 10-10':

$$S_{10-10'}^K = S_{p10} = (19,0783 + j13,8568) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

$$\Delta S_{z.10-10'} = \frac{19,0783^2 + 13,8568^2}{110^2} \cdot (8,656 + j14,39) =$$

$$= (0,397 + j0,661) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$z_{10-10'} = (r_0 \cdot L_{10-10'} + jx_0 \cdot L_{10-10'}) = (0,2531 + j0,421) \cdot 34,2 =$$

$$= 7,905 + j13,83$$

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

$$S_{10-10'}^H = 19,0783 + j13,8568 + 0,397 + j0,661 - j1,1152 =$$

$$= (19,4753 + j13,4026) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии А-10':

$$S_{A-10'}^K = S_{10-10'}^H + S_{14-10'}^H = (31,6713 + j20,3976) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

$$\Delta S_{z.A-10'} = \frac{31,6713^2 + 20,3976^2}{110^2} \cdot (3,34 + j6,67) =$$

$$= (0,3917 + j0,7828) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$z_{A-10'} = (r_0 \cdot L_{A-10'} + jx_0 \cdot L_{A-10'}) = (0,2061 + j0,412) \cdot 16,2 =$$

$$= 2,28 + j5,94 \text{ Ом}$$

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

$$S_{A-10'}^H = 31,6713 + j20,3976 + 0,3917 + j0,7828 - j0,538 =$$

$$= (32,063 + j20,6424) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

Расчет проводим от начала к концам.

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

$$U'_{12} = 119 - \frac{29,584 \cdot 0,2531 \cdot 21,6 + 21,465 \cdot 0,421 \cdot 21,6}{119} = 116 \text{ кВ}$$

Для ПС № 4:

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

$$U_4 = 116 - \frac{13,301 \cdot 0,2531 \cdot 43,2 + 8,6603 \cdot 0,421 \cdot 43,2}{116} = 113,4 \text{ кВ}$$

Для ПС № 12:

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

$$U_{12} = 116 - \frac{15,7011 \cdot 0,2531 \cdot 16,2 + 12,52 \cdot 0,421 \cdot 16,2}{116} = 114,7 \text{ кВ}$$

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

$$U'_{10} = 119 - \frac{32,063 \cdot 0,2061 \cdot 16,2 + 20,6424 \cdot 0,412 \cdot 16,2}{119} = 116,9 \text{ кВ}$$

Для ПС № 14:

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

$$U_{14} = 116,9 - \frac{12,196 \cdot 0,2531 \cdot 32,4 + 6,995 \cdot 0,421 \cdot 32,4}{116,9} = 115,2 \text{ кВ}$$

Для ПС № 10:

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

$$U_{10} = 116,9 - \frac{19,4753 \cdot 0,2531 \cdot 34,2 + 13,4026 \cdot 0,421 \cdot 34,2}{116,9} = 113,8 \text{ кВ}$$

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

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

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

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

$$R_{ТН1} = R_{ТН2} = 2R_{ТВ}$$

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

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 № 4 (2×ТРДН-25000/110):

$$P'_{H.4} = \frac{P_{H.4}}{2} + \Delta P_{T.4} - \Delta P_{XX} = \frac{26}{2} + 0,0623 - 0,027 = 13,0353 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H.4} = \frac{Q_{H.4}}{2} + \Delta Q_{T.4} - \Delta Q_{XX} = \frac{7,68}{2} + 0,9467 - 0,175 = 4,6117 \text{ Мвар}$$

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

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

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

$$X_{TB} = \frac{10,5 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot \left(1 - \frac{3,62}{4}\right) = 5,276 \text{ Ом}$$

$$X_{TH} = \frac{u_{K.BH-HH} \cdot U_{НОМ}^2}{100S_{НОМ}} \cdot \frac{K_p}{2} = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot \frac{3,62}{2} = 100,536 \text{ Ом}$$

$$U'_{H.4} = \frac{U_{B.4}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B.4}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.4} R_{TB} + \frac{P'_{H.4}}{2} R_{TH} \right) + \left(Q'_{H.4} X_{TB} + \frac{Q'_{H.4}}{2} X_{TH} \right) \right]} =$$

$$= \frac{113,4}{2} + \sqrt{\frac{113,4^2}{4} - \left[\left(13,0535 \cdot 1,27 + \frac{13,0535}{2} \cdot 2,54 \right) + \left(4,6117 \cdot 5,276 + \frac{4,6117}{2} \cdot 100,536 \right) \right]} =$$

$$= 110,79 \text{ кВ}$$

Для ПС № 10 (2×ТРДН-40000/110):

$$P'_{H.10} = \frac{P_{H.10}}{2} + \Delta P_{T.10} - \Delta P_{XX} = \frac{38}{2} + 0,0783 - 0,036 = 19,04 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H.10} = \frac{Q_{H.10}}{2} + \Delta Q_{T.10} - \Delta Q_{XX} = \frac{11,36}{2} + 1,292 - 0,26 = 6,712 \text{ Мвар}$$

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

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

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

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

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

$$U'_{H.10} = \frac{U_{B.10}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B.10}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.10} R_{TB} + \frac{P'_{H.10}}{2} R_{TH} \right) + \left(Q'_{H.10} X_{TB} + \frac{Q'_{H.10}}{2} X_{TH} \right) \right]} =$$

$$= \frac{113,8}{2} + \sqrt{\frac{113,8^2}{4} - \left[\left(19,04 \cdot 0,71 + \frac{19,04}{2} \cdot 1,42 \right) + \left(6,712 \cdot 3,3 + \frac{6,712}{2} \cdot 62,84 \right) \right]} =$$

$$=111,46 \text{ кВ}$$

Для ПС № 12 (2×ТРДН-40000/110):

$$P'_{H.12} = \frac{P_{H.12}}{2} + \Delta P_{T.12} - \Delta P_{XX} = \frac{31}{2} + 0,0641 - 0,036 = 15,528 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H.12} = \frac{Q_{H.12}}{2} + \Delta Q_{T.12} - \Delta Q_{XX} = \frac{9,2}{2} + 0,9463 - 0,26 = 5,286 \text{ Мвар}$$

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

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

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

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

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

$$U'_{H.12} = \frac{U_{B.12}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B.12}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.12} R_{TB} + \frac{P'_{H.12}}{2} R_{TH} \right) + \left(Q'_{H.12} X_{TB} + \frac{Q'_{H.12}}{2} X_{TH} \right) \right]}$$

$$= \frac{114,7}{2} + \sqrt{\frac{114,7^2}{4} - \left[\left(15,528 \cdot 0,71 + \frac{15,528}{2} \cdot 1,42 \right) + \left(5,286 \cdot 3,3 + \frac{5,286}{2} \cdot 62,84 \right) \right]} =$$

$$=112,87 \text{ кВ}$$

Для ПС № 14 (2×ТРДН-25000/110):

$$P'_{H.14} = \frac{P_{H.14}}{2} + \Delta P_{T.14} - \Delta P_{XX} = \frac{24}{2} + 0,0572 - 0,027 = 12,03 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H.14} = \frac{Q_{H.14}}{2} + \Delta Q_{T.14} - \Delta Q_{XX} = \frac{7,28}{2} + 0,8354 - 0,175 = 4,3 \text{ Мвар}$$

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

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

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

$$X_{ТВ} = \frac{10,5 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot \left(1 - \frac{3,62}{4} \right) = 5,276 \text{ Ом}$$

$$X_{ТН} = \frac{u_{к.ВН-НН} \cdot U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}} \cdot \frac{K_p}{2} = \frac{10,5 (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot \frac{3,62}{2} = 100,536 \text{ Ом}$$

$$\begin{aligned} U'_{н.14} &= \frac{U_{в.14}}{2} + \sqrt{\frac{U_{в.14}^2}{4} - \left[\left(P'_{н.14} R_{ТВ} + \frac{P'_{н.14}}{2} R_{ТН} \right) + \left(Q'_{н.14} X_{ТВ} + \frac{Q'_{н.14}}{2} X_{ТН} \right) \right]} \\ &= \frac{115,2}{2} + \sqrt{\frac{115,2^2}{4} - \left[\left(12,03 \cdot 1,27 + \frac{12,03}{2} \cdot 2,54 \right) + \left(4,3 \cdot 5,276 + \frac{4,3}{2} \cdot 100,536 \right) \right]} \\ &= 112,81 \text{ кВ} \end{aligned}$$

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

$$n_{отв.i}^{жел} = \left(\frac{U'_{н.i} \cdot U_{НН}}{U_{Н.жел} \cdot U_{ВН}} - 1 \right) \frac{100}{\Delta U_{отв}}$$

$$U_{Н} = \frac{U'_{н.i} \cdot U_{НН}}{U_{ВН} \left(1 + n_{отв} \frac{\Delta U_{отв}}{100} \right)}$$

$$\delta U = \frac{U_{Н} - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} \cdot 100$$

где $U_{НОМ} = 10 \text{ кВ, \%}$

Для ПС №4:

$$n_{отв.4}^{жел} = \left(\frac{110,79 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -2,056, \quad \text{округляем } n_{отв.4} = -2$$

$$U_{н.4} = \frac{110,79 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-2) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,49 \text{ кВ}$$

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

Для ПС №10:

$$n_{\text{отв.10}}^{\text{жел}} = \left(\frac{111,46 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -1,729, \quad \text{округляем } n_{\text{отв.10}} = -2$$

$$U_{\text{н.10}} = \frac{111,46 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-2) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,55 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{10} = \frac{10,55 - 10}{10} \cdot 100 = 5,5 \%$$

Для ПС №12:

$$n_{\text{отв.12}}^{\text{жел}} = \left(\frac{112,87 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -1,04, \quad \text{округляем } n_{\text{отв.12}} = -1$$

$$U_{\text{н.12}} = \frac{112,87 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-1) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,49 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{12} = \frac{10,49 - 10}{10} \cdot 100 = 4,9 \%$$

Для ПС №14:

$$n_{\text{отв.14}}^{\text{жел}} = \left(\frac{112,81 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -1,07, \quad \text{округляем } n_{\text{отв.14}} = -1$$

$$U_{\text{н.14}} = \frac{112,81 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-1) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,48 \text{ кВ}$$

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

№ ПС	U'н, кВ	$n_{\text{отв}}$	Uн, кВ	$\delta U, \%$
4	110,79	-2	10,49	4,9
10	111,46	-2	10,55	5,5
12	112,87	-1	10,49	4,9
14	112,81	-1	10,48	4,8

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).

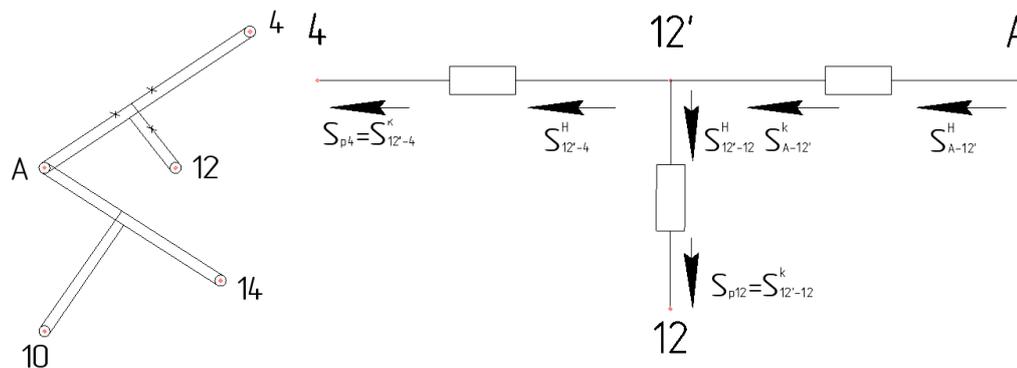


Рис. 9.3

Найдем расчетную мощность подстанции № 4:

$$S_{\text{расч.4}} = S_{12'-4}^k = S_{\text{н.4}} + \Delta S_4 - jQ_{\text{с } 12'-4}^H$$

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

$$S_{\text{расч.4}} = 26 + j7,68 + 0,0623 + j0,9467 - j0,704 =$$

$$= (26,0623 + j7,9227) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Мощность в начале линии 12' - 4:

$$\begin{aligned} \Delta S_{z.12'-4} &= \frac{(P_{12'-4}^k)^2 + (Q_{12'-4}^k)^2}{U_{\text{авар}}^2} \cdot Z_{12'-4} \\ &= \frac{26,0623^2 + 7,0227^2}{110^2} \cdot (10,93 + j18,18) = \end{aligned}$$

$$= (0,67 + j1,114) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{12'-4}^H = S_{12'-4}^k + \Delta S_{z.12'-4}$$

$$S_{12'-4}^H = 26,0623 + j7,9227 + 0,67 + j1,114 = (26,73 + j9,036) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Найдем расчетную мощность подстанций № 12:

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

$$S_{\text{расч.12}} = 31 + j9,2 + 0,0641 + j0,9463 - j0,264 \\ = (31,0641 + j9,8823) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Мощность в начале линии 12'-12:

$$\Delta S_{z.12-12'} = \frac{(P_{12-12'}^K)^2 + (Q_{12-12'}^K)^2}{U_{\text{авар}}^2} \cdot Z_{12-12'} \\ = \frac{31,0641 + 9,8823^2}{110^2} \cdot (4,1 + j6,8202) \\ = (0,136 + j0,599) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

$$S_{12-12'}^H = 31,0641 + j9,8823 + 0,36 + j0,599 \\ = (31,4241 + j10,4813) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

$$S_{A-12'}^K = S_{12-12'}^H + S_{12'-4}^H = (58,1541 + j19,5173) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{z.A-12'} = \frac{58,1541^2 + 19,5173^2}{110^2} \cdot (5,46 + j9,09) =$$

$$= (1,69 + j2,826) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

$$S_{A-12'}^H = 58,1541 + j19,5173 + 1,69 + j2,826 \\ = (59,8441 + j22,3433) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

$$S_{14-10'}^K = (12,0572 + j7,8189) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{14-10'}^H = (12,196 + j6,995) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{10-10'}^K = (19,0783 + j13,8568) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{10-10'}^H = (19,4753 + j13,4026) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{A-10'}^K = (31,6713 + j20,3976) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{A-10'}^H = (32,063 + j20,6424) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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.

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

$$U'_{12} = 110 - \frac{58,1541 \cdot 0,2531 \cdot 21,6 + 19,5173 \cdot 0,421 \cdot 21,6}{110} = 105,5 \text{ кВ}$$

Для ПС № 4:

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

$$U_4 = 105,5 - \frac{26,73 \cdot 0,2531 \cdot 43,2 + 9,036 \cdot 0,421 \cdot 43,2}{105,5} = 101,17 \text{ кВ}$$

Для ПС № 12:

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

$$U_{12} = 105,5 - \frac{31,4241 \cdot 0,2531 \cdot 16,2 + 10,4813 \cdot 0,421 \cdot 16,2}{105,5} = 103,6 \text{ КВ}$$

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

$$U'_{10} = 110 - \frac{32,063 \cdot 0,2061 \cdot 16,2 + 20,6424 \cdot 0,412 \cdot 16,2}{110} = 107,7 \text{ кВ}$$

Для ПС № 14:

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

$$U_{14} = 107,7 - \frac{12,169 \cdot 0,2531 \cdot 32,4 + 6,995 \cdot 0,421 \cdot 32,4}{107,7} = 105,8 \text{ кВ}$$

Для ПС № 10:

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

$$U_{10} = 107,7 - \frac{19,4753 \cdot 0,2531 \cdot 34,2 + 13,4026 \cdot 0,421 \cdot 34,2}{107,7} = 104,3 \text{ кВ}$$

9.3.2. Регулирование напряжения в электрической сети

в послеаварийном режиме

Найдем значения напряжений в электрической сети в послеаварийном режиме:

$$U'_{н.4} = \frac{101,17}{2} + \sqrt{\frac{101,17^2}{4} - [289,2619]} = 98,23 \text{ кВ}$$

$$U'_{н.10} = \frac{104,3}{2} + \sqrt{\frac{104,3^2}{4} - [260,0774]} = 101,74 \text{ кВ}$$

$$U'_{н.12} = \frac{103,6+}{2} + \sqrt{\frac{103,6^2}{4} - [205,57968]} = 101,57 \text{ кВ}$$

$$U'_{н.14} = \frac{105,8}{2} + \sqrt{\frac{105,8^2}{4} - [269,39]} = 103,19 \text{ кВ}$$

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

Для ПС №4 :

$$n_{отв.4}^{жел} = \left(\frac{98,23 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -8,19, \quad \text{округляем } n_{отв.4} = -8$$

$$U_{н.4} = \frac{98,23 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-8) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,458 \text{ кВ}$$

$$\delta U_4 = \frac{10,458 - 10}{10} \cdot 100 = 4,58 \%$$

Для ПС №10:

$$n_{\text{отв.10}}^{\text{жел}} = \left(\frac{101,74 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -6,47, \quad \text{округляем } n_{\text{отв.10}} = -6$$

$$U_{\text{н.10}} = \frac{101,74 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-6) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,4 \text{ кВ}$$

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

Для ПС №12:

$$n_{\text{отв.12}}^{\text{жел}} = \left(\frac{101,57 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -6,56, \quad \text{округляем } n_{\text{отв.12}} = -7$$

$$U_{\text{н.12}} = \frac{101,57 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-7) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,59 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{12} = \frac{10,59 - 10}{10} \cdot 100 = 5,9 \%$$

Для ПС №14:

$$n_{\text{отв.14}}^{\text{жел}} = \left(\frac{103,19 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -5,7, \quad \text{округляем } n_{\text{отв.14}} = -6$$

$$U_{\text{н.14}} = \frac{103,19 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-6) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,597 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{14} = \frac{10,548 - 10}{10} \cdot 100 = 5,48 \%$$

Результаты расчета запишем в таблицу 9.3.

Таблица 9.3

№ ПС	U'_H , кВ	$n_{отв.}^{жел}$	$n_{отв}$	U_H , кВ	$\delta U, \%$
4	98,23	-8,19	-8	10,458	4,58
10	101,74	-6,47	-6	10,4	4
12	101,57	-6,56	-7	10,59	5,9
14	103,19	-5,7	-6	10,548	5,5

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

