



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) \_\_\_\_\_ Коромысловой Ольги Сергеевны  
(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	14
	Работа носит частично самостоятельный характер	
	Работа носит не самостоятельный характер	
1. Содержание работы	Полностью соответствует выбранной теме	14
	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	14
	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	14
5. Наличие собственных выводов, рекомендаций и предложений, собственной позиции и ее аргументации	Да	14
	Нет	
6. Оформление работы	Соответствует полностью требованиям	14

7. Библиография по теме работы	Соответствует частично требованиям	
	Не соответствует требованиям	
	Актуальна и составлена в соответствии с требованиями	14
	Актуальна и частично соответствует требованиям	
	Не соответствует требованиям	
<b>Итоговый балл</b>		98

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 \_\_\_\_\_ 

## Справка о проверке на наличие заимствований



Имя файла: Курсовая.docx

Автор: Коромыслова О.С.

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: 65,58%

Обнаруженные заимствования: 34,42%

Цитирование: 0,00%

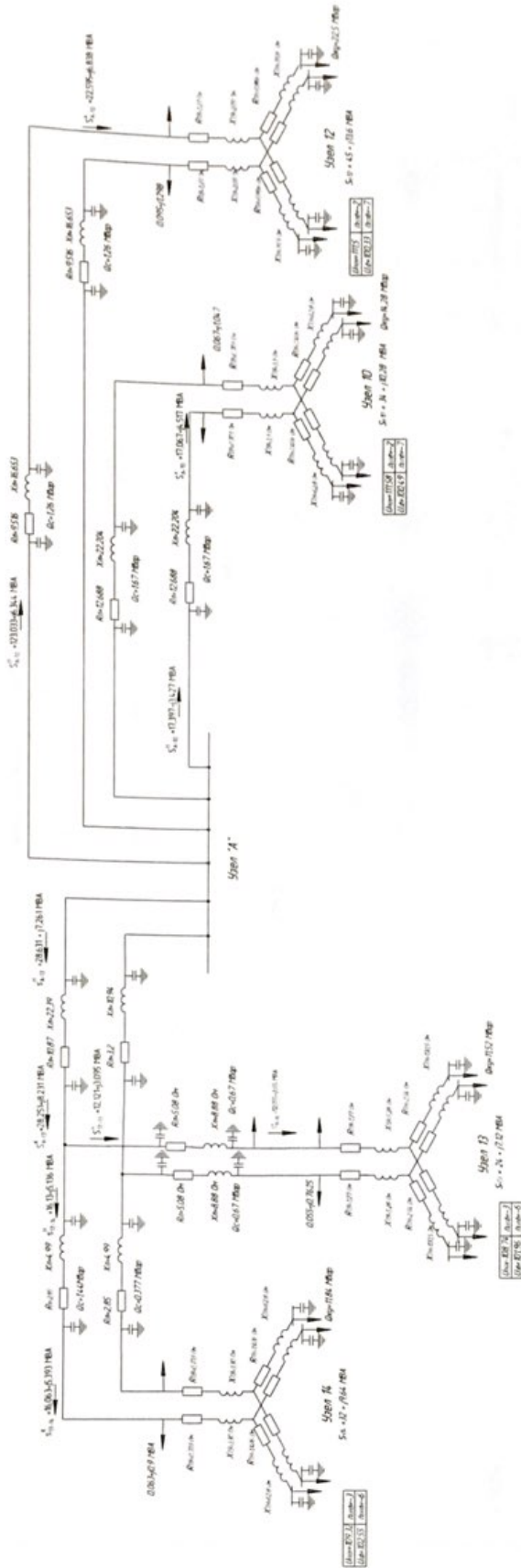


Работу проверил: Валиуллина Д.М.

Дата: 03.01.2021

Подпись:

СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ



Исполнитель	Проверен	Согласован
К/С/Н	К/С/Н	К/С/Н
№ 3-3-17		

№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	№ 7	№ 8	№ 9	№ 10
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------







КГУ

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

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:

Коромыслова Ольга Сергеевна  
обучающийся 4 курса группы ЭС-3-17  
О. Кор.  
(подпись)

#### Руководитель работы:

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

Работа выполнена и  
защищена с оценкой отлично Дата защиты 13.01.2021 13.01.2021  
(подпись руководителя) (дата)

Члены комиссии: доцент Сабитов А.Х.  
(должность) (подпись) (И.О. Фамилия)  
ст. преподаватель Ильмеева Ю.И.  
(должность) (подпись) (И.О. Фамилия)

Казань, 2021 г.

## Вариант 4.

### 1. Исходные данные

Масштаб:

В 1 клетке – 13 км.

Коэффициент активной мощности на подстанции «А»:

$$\cos\varphi_A = 0,94.$$

Напряжение на шинах подстанции «А», кВ:

$$U_{\max} = 116; U_{\text{авар}} = 105.$$

Число часов использования максимальной нагрузки, час/год:

$$T_{\max} = 4400.$$

Продолжительность перегрузки силовых трансформаторов в течение суток:

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

Максимальная активная нагрузка на подстанции, МВт:

$$P_{\max 10} = 34, \quad P_{\max 12} = 45, \quad P_{\max 13} = 24, \quad P_{\max 14} = 32.$$

Коэффициенты реактивной мощности нагрузки на подстанциях имеют следующие значения:

$$\cos\varphi_{10} = 0,81; \quad \cos\varphi_{12} = 0,78; \quad \cos\varphi_{13} = 0,79; \quad \cos\varphi_{14} = 0,83.$$

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

Ниже представлены конфигурации РЭС, которые были выбраны мной в качестве расчетных (рис.1). Первоначально проведу для них приближенные расчеты.

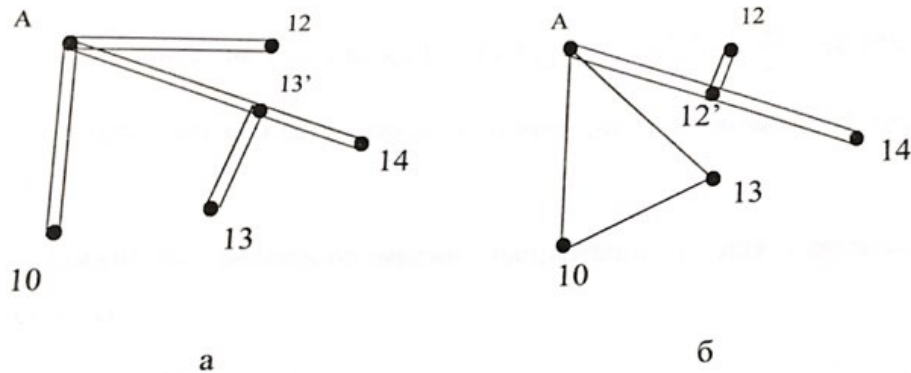


Рис. 1. Схемы конфигурации электрической сети  
а – вариант 1; б – вариант 2

### Вариант 1

Для выбранной конфигурации электрической сети предварительно определю экономически целесообразное напряжение. Для достижения этой цели я вычисляю длины трасс линий по участкам с учетом заданного масштаба и передаваемые мощности.

В первом варианте представлена схема конфигурации РЭС с отпайкой. В месте присоединения отпайки получается виртуальная точка. В моем случае это точка 13'. Для дальнейших расчетов определяем длины трасс линий по участкам А-13', 13'-14, 13'-13.

Длины трасс линий:

$$L_{A-12}=39 \text{ км}; \quad L_{A-10}=52 \text{ км}; \quad L_{A-13'}=53,3 \text{ км}; \quad L_{13-13'}=20,8 \text{ км}; \quad L_{13'-14}=11,7$$

км;



Определим мощности, передаваемые по каждой цепи двухцепных линий:

$$- \text{ для первой цепи (1ц) линии А-10 } P_{A-10} = \frac{P_{10}}{2} = \frac{34}{2} = 17 \text{ МВт}$$

$$- \text{ для первой цепи (1ц) линии А-12 } P_{A-12} = \frac{P_{12}}{2} = \frac{45}{2} = 22,5 \text{ МВт}$$

$$- \text{ для первой цепи (1ц) линии А-13' } P_{A-13'} = \frac{P_{14} + P_{13}}{2} = \frac{32+24}{2} = 28 \text{ МВт}$$

$$- \text{ для первой цепи (1ц) линии 13'-14 } P_{13'-14} = \frac{P_{14}}{2} = \frac{32}{2} = 16 \text{ МВт}$$

Для вторых цепей (2ц) указанных линий значения мощностей будут точно такими же.

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{\text{ном.А-10}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{52} + \frac{2500}{17}}} = 80 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.А-12}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{39} + \frac{2500}{22,5}}} = 89,85 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.А-13'}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{53,3} + \frac{2500}{28}}} = 100,7 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.13-13'}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{20,8} + \frac{2500}{12}}} = 65,6 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.13'-14}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{11,7} + \frac{2500}{16}}} = 70,9 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.ср}}^{\text{э}} = \frac{80+89,85+100,7+65,6+70,9}{5} = 81,41 \text{ кВ}$$

Исходя из полученных результатов, видно, что выбранная схема электрической сети будет выполняться на напряжении  $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$  (поскольку это самое близкое к 81,41 кВ стандартное значение).

## Вариант 2

Проведу расчеты для второй схемы конфигурации РЭС. Схема с отпайкой. В месте присоединения отпайки получаем виртуальную точку. Точку 12'. Для дальнейших расчетов определяем длины трасс линий по участкам А-12', 12'-14, 12'-12.

Длины трасс линий:

$$L_{A-10} = 52 \text{ км}; L_{10-13} = 40,3 \text{ км}; L_{A-13} = 53,3 \text{ км} \quad L_{A-12'} = 35 \text{ км},$$

$$L_{12'-14} = 36,4 \text{ км}$$

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

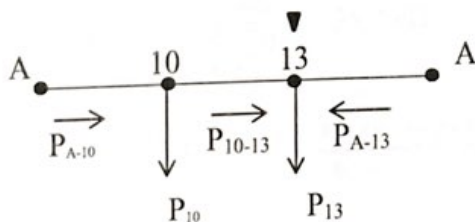
$$\text{— для первой цепи (1ц) линии А-12': } P_{A-12'} = \frac{P_{12} + P_{14}}{2} = \frac{32 + 45}{2} = 38,5 \text{ МВт}$$

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии 12'-12: } P_{12'-12} = \frac{P_{12}}{2} = \frac{45}{2} = 22,5 \text{ МВт}$$

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии 12'-14: } P_{12'-14} = \frac{P_{14}}{2} = \frac{32}{2} = 16 \text{ МВт}$$

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

Далее проведу расчет замкнутого контура (кольца) А-10-13-А. Разрежу его по точке питания А и представлю в виде линии с двухсторонним питанием, а затем определю соответствующие мощности (рис.2). Задам точку потокоораздела (точка 13) и направления мощностей. Если в результате расчета у нас получается отрицательное значение мощности, то нужно изменить точку потокоораздела и направление мощностей.



(рис.2).

Перетоки мощности, без учета потерь в линии, для соответствующих

линий:

$$P_{A-10} = \frac{P_{10}(L_{10-13}+L_{13-A})+P_{13}L_{A-13}}{L_{A-10}+L_{10-13}+L_{13-A}} = \frac{34 \cdot (40,3+53,3)+24 \cdot 53,3}{52+40,3+53,3} = 30,6 \text{ МВт}$$

$$P_{A-13} = \frac{P_{13}(L_{10-13}+L_{A-10})+P_{10}L_{A-10}}{L_{A-10}+L_{10-13}+L_{13-A}} = \frac{24 \cdot (40,3+52)+34 \cdot 52}{52+40,3+53,3} = 27,35 \text{ МВт}$$

Воспользуемся первым законом Кирхгофа для определения мощности на участке 10-13:

$$P_{10-13} = P_{A-10} - P_{10} = 30,6 - 27,35 = 3,25 \text{ МВт}$$

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{\text{ном.А-12}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{35,1} + \frac{2500}{38,5}}} = 112,36 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.12'-14}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{36,4} + \frac{2500}{16}}} = 76,7 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.12'-12}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{13} + \frac{2500}{22,5}}} = 81,77 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.А-10}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{52} + \frac{2500}{30,6}}} = 104,6 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.А-13}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{53,3} + \frac{2500}{27,35}}} = 99,7 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.10-13}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{40,3} + \frac{2500}{3,25}}} = 35,7 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.ср}}^3 = \frac{112,36+76,7+81,77+104,6+99,7+35,7}{6} = 85,14 \text{ кВ}$$

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

## Баланс активной и 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;

$\cos \varphi_0 = 0,95$  – одновременно потребляемая активная мощность

$$P_{\Sigma, \text{нб}} = (k_0 + \Delta P_C) (P_1 + P_6 + P_7 + P_9) = (0,95 + 0,05)(34 + 45 + 24 + 32) = 135 \text{ МВт.}$$

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

$$Q_{\text{нб},i} = P_{\text{нб},i} \operatorname{tg} \varphi_i,$$

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

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

Для 10-й подстанции наибольшая реактивная нагрузка:

$$Q_{\text{нб},10} = P_{\text{нб},10} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{10} = 34 \cdot 0,72 = 24,48 \text{ Мвар};$$

для 12, 13, 14-й подстанций:

$$Q_{\text{нб},12} = P_{\text{нб},12} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{12} = 45 \cdot 0,8 = 36 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{нб},13} = P_{\text{нб},13} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{13} = 24 \cdot 0,78 = 18,72 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{нб},14} = P_{\text{нб},14} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{14} = 32 \cdot 0,67 = 21,44 \text{ Мвар.}$$

Для 10-й подстанции наибольшая полная нагрузка:

$$S_{\text{нб},10} = \sqrt{P_{\text{нб},10}^2 + Q_{\text{нб},10}^2} = \sqrt{34^2 + 24,48^2} = 41,9 \text{ МВ*А}$$

для 12-ой, 13-ой, 14-ой подстанций:



$$S_{нб.12} = \sqrt{P_{нб.12}^2 + Q_{нб.12}^2} = \sqrt{45^2 + 36^2} = 57,6 \text{ МВ*А}$$

$$S_{нб.13} = \sqrt{P_{нб.13}^2 + Q_{нб.13}^2} = \sqrt{24^2 + 18,72^2} = 30,4 \text{ МВ*А}$$

$$S_{нб.14} = \sqrt{P_{нб.14}^2 + Q_{нб.14}^2} = \sqrt{32^2 + 21,44^2} = 38,5 \text{ МВ*А}$$

Далее оцениваю потери реактивной мощности в трансформаторах. Исходя из того, что моя электрическая сеть с одной трансформацией напряжения 110/10 кВ, то  $\alpha_{T,i}$  примем равным 1.

$$\Delta Q_{T,\Sigma} = 0,1[\alpha_{T,i}(S_{нб.1} + S_{нб.6} + S_{нб.7} + S_{нб.9})] = 0,1[1(41,9 + 57,6 + 30,4 + 38,5)] = 16,84 \text{ Мвар.}$$

Затем определяю суммарную наибольшую реактивную мощность  $Q_{п.нб}$ , отребляемую с шин электростанции или районной подстанции (А), являющейся источником питания для проектируемой сети. Для ВЛ 110 кВ в первом приближении  $\Delta Q_L - \Delta Q_{C,l} = 0$ .

Отсюда:

$$\begin{aligned} Q_{п.нб} &= 0,98(Q_{нб,10} + Q_{нб,12} + Q_{нб,13} + Q_{нб,14}) + \Delta Q_{T,\Sigma} \\ &= 0,98(24,48 + 36 + 18,72 + 21,44) = 115,47 \text{ Мвар} \end{aligned}$$

#### 1. Выбор типа, мощности и места установки компенсирующих устройств.

Вычисляю мощности конденсаторных батарей по условию баланса реактивной мощности в системе.

Полученное значение суммарной потребляемой реактивной мощности

$$Q_{п.нб} = 115,47 \text{ Мвар}$$

нужно сравнить 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;  $\operatorname{tg} \varphi_A = 0,36$ ;

$$Q_c = P_{п.нб} \cdot \operatorname{tg} \varphi_A = 135 \cdot 0,36 = 48,6 \text{ Мвар.}$$

При  $Q_{п.нб} > Q_c$  в проектируемой сети должны быть установлены компенсирующие устройства, суммарная мощность которых определяется таким образом:

$$Q_{к\Sigma} = Q_{п.нб} - Q_c = 115,47 - 48,6 = 66,87 \text{ Мвар.}$$

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

Определяю по первому условию мощности (расчетные) конденсаторных станков, предусматриваемых на каждой ПС:

– для 10-й подстанции:

$$Q_{к,10} = P_{нб,10} (\operatorname{tg} \varphi_{10} - \operatorname{tg} \varphi_A) = 34(0,72 - 0,36) = 12,24 \text{ Мвар};$$

для 12, 13, 14-й подстанций:

$$Q_{к,12} = P_{нб,12} (\operatorname{tg} \varphi_{12} - \operatorname{tg} \varphi_A) = 45(0,8 - 0,36) = 19,8 \text{ Мвар};$$

$$Q_{к,13} = P_{нб,13} (\operatorname{tg} \varphi_{13} - \operatorname{tg} \varphi_A) = 24(0,78 - 0,36) = 10,08 \text{ Мвар};$$

$$Q_{к,14} = P_{нб,14} (\operatorname{tg} \varphi_{14} - \operatorname{tg} \varphi_A) = 32(0,67 - 0,36) = 9,92 \text{ Мвар.}$$

Определяю по второму условию мощности (расчетные) конденсаторных станков, предусматриваемых на каждой ПС:

– для 10-й подстанции:

$$Q_{к,10} = P_{нб,10} (\operatorname{tg} \varphi_{10} - \operatorname{tg} \varphi_s) = 34(0,72 - 0,3) = 14,28 \text{ Мвар};$$

для 12, 13, 14-й подстанций:

$$Q_{к,12} = P_{нб,12} (\operatorname{tg} \varphi_{12} - \operatorname{tg} \varphi_s) = 45(0,8 - 0,3) = 22,5 \text{ Мвар};$$

$$Q_{k,13} = P_{нб,13} (\operatorname{tg} \varphi_{13} - \operatorname{tg} \varphi_s) = 24(0,78 - 0,3) = 11,52 \text{ Мвар};$$

$$Q_{k,14} = P_{нб,14} (\operatorname{tg} \varphi_{14} - \operatorname{tg} \varphi_s) = 32(0,67 - 0,3) = 11,84 \text{ Мвар}.$$

Для моих расчетов второе условие является решающим (т.к. значения получились больше).

Для трансформаторов с расщепленными обмотками низшего напряжения количество конденсаторных установок на каждой ПС равно четырем.

Результаты выбора сводим в табл. 1.

Таблица 1. Тип и количество КУ в узлах

Номер узла	Количество КУ	Тип КУ
1	4	УКРМ-10,5-3550
2	4	УКРМ-10,5-5600
3	4	УКРМ-10,5-2900
4	4	УКРМ-10,5-2950

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



- для 1-го узла  $Q_{k,10}: 4 \times UKPM - 10,5 - 3550 = 14,2$  Мвар;
- для 1-го узла  $Q_{k,12}: 4 \times UKPM - 10,5 - 5600 = 22,4$  Мвар;
- для 3-го узла  $Q_{k,13}: 4 \times UKPM - 10,5 - 2900 = 11,6$  Мвар;
- для 4-го узла  $Q_{k,14}: 4 \times UKPM - 10,5 - 2950 = 11,8$  Мвар.

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

$$Q_i = Q_{нб,i} - Q_{k,i},$$

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

$$Q_{10} = Q_{нб,10} - Q_{k,10} = 24,48 - 14,2 = 10,28 \text{ Мвар};$$

$$Q_{12} = Q_{нб,12} - Q_{k,12} = 36 - 22,4 = 13,6 \text{ Мвар};$$

$$Q_{13} = Q_{нб,13} - Q_{k,13} = 18,72 - 11,6 = 7,12 \text{ Мвар};$$

$$Q_{14} = Q_{нб,14} - Q_{k,14} = 21,44 - 11,8 = 9,64 \text{ Мвар}.$$

Определию полные мощности  $S_i$  для каждой ПС, которые будут забираться системой с учетом установки на подстанциях компенсирующих устройств:

$$S_i = P_{нб,i} + jQ_i,$$

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

$$S_{10} = P_{нб.10} + jQ_{10} = 34 + j10,45 = 35,5 \text{ МВА};$$

$$S_{12} = P_{нб.12} + jQ_{12} = 45 + j13,6 = 47,01 \text{ МВА};$$

$$S_{13} = P_{нб.13} + jQ_{13} = 24 + j7,12 = 25,03 \text{ МВА};$$

$$S_{14} = P_{нб.14} + jQ_{14} = 32 + j9,64 = 33,4 \text{ МВА};$$

### 5. Выбор трансформаторов понижающих подстанций.

Выбор количества трансформаторов осуществляется с учетом категории потребителей по степени надежности электроснабжения. В нашей проектируемой сети на всех ПС имеются потребители I и II категории и  $P_{\max}$  10 МВт, следовательно, число устанавливаемых трансформаторов должно



быть не менее двух.

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

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

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

$$\text{- для ПС №1: } S_{\text{расч.тр10}} = \frac{S_{10}}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{35,5}{1,1} = 32,27 \text{ МВА};$$

$$\text{- для ПС №6: } S_{\text{расч.тр12}} = \frac{S_{12}}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{47,01}{1,1} = 42,73 \text{ МВА};$$

$$\text{- для ПС №7: } S_{\text{расч.тр13}} = \frac{S_{13}}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{25,03}{1,1} = 22,75 \text{ МВА};$$

$$\text{- для ПС №9: } S_{\text{расч.тр14}} = \frac{S_{14}}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{33,4}{1,1} = 30,36 \text{ МВА.}$$

Затем выбираю подходящие типы трансформаторов. Мощность устанавливаемых на ПС трансформаторов выбираем ближайшую большую или равную расчетной мощности.

Результаты выбора трансформаторов приведены в табл. 2.

Таблица 2.  
Результаты выбора трансформаторов

Номер узла	Полная мощность в узле, МВ·А	Расчетная мощность одного трансформатора	Принятые количество, тип и мощность трансформаторов
------------	------------------------------	--	---

10	35,5	32,27	2 × ТРДН – 40000 /110
12	47,01	42,73	2 × ТРДЦН – 63000/110
13	25,03	22,75	2 × ТРДН – 25000 /110
14	33,4	30,36	2 × ТРДН – 40000 /110

Справочные данные трехфазных двухобмоточных трансформаторов с обмоткой низшего напряжения, расщепленной на две напряжением 110 кВ, приведены в табл. 3.

Таблица 3.

Данные трехфазных двухобмоточных трансформаторов

Справочные данные	ТРДН – 25000 /110	ТРДН – 40000 /110	ТРДЦН – 63000/110
$S_{ном}, МВ \cdot А$	25	40	63
Пределы регулирования на стороне ВН	$\pm 9 \times 1,78\%$	$\pm 9 \times 1,78\%$	$\pm 9 \times 1,78\%$
$U_{номВН}, кВ$	115	115	115
$U_{номНН}, кВ$	10,5	10,5	10,5
$U_{кВН-НН}, \%$	10,5	10,5	10,5
$J_{кВН-НН1 (ВН-НН2)}, \%$	20	20	20
$\Delta P_{к}, кВт$	120	170	260
$\Delta P_{т}, кВт$	25	34	59
$I_{т}, \%$	0,45	0,55	0,6

## 6. Выбор сечения проводников воздушных линий электропередачи.

### Вариант 1

Рассмотрю двухцепные линии и определю распределение полных мощностей  $S$  без учета потерь в линиях по участкам сети.

Определим мощности, передаваемые по каждой цепи двухцепных линий:

– для первой цепи (1ц) линии А-10:  $S_{A-10} = \frac{S_{10}}{2} = \frac{35,5}{2} = 17,75 \text{ МВА}$

– для первой цепи (1ц) линии А-12:  $S_{A-12} = \frac{S_{12}}{2} = \frac{47,01}{2} = 23,505 \text{ МВА}$

– для первой цепи (1ц) линии А-13':  $S_{A-13'} = \frac{S_{14} + S_{13}}{2} = \frac{25,03 + 33,4}{2} = 29,215$

ВА

– для первой цепи (1ц) линии 13'-13:  $S_{13'-13} = \frac{S_{13}}{2} = \frac{25,03}{2} = 12,515 \text{ МВА}$

- для первой цепи (1ц) линии 13'-14:  $S_{13'-14} = \frac{S_{14}}{2} = \frac{33,4}{2} = 16,7 \text{ МВА}$

Далее определю расчетную токовую нагрузку по каждой цепи двухцепных  
ний:

$$I_p = I_{нб} \alpha_i \alpha_t,$$

Где  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам  
сплуатации линии, для линий 110-22 кВ принимается равным 1,05;

$\alpha_t$  – коэффициент, учитывающий заданное число часов использования  
ксимальной нагрузки линии  $T_{\max}$ . Принимается равным 1.

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

$$I_{нб} = \frac{S}{U_{ном} \sqrt{3}},$$

где  $S$  – полная мощность, передаваемая по линии.

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

- В одной цепи линии А-10:  $I_{pA-10} = \frac{17,75 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 97 \text{ А}$
- В одной цепи линии А-12:  $I_{pA-12} = \frac{23,505 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 129 \text{ А}$
- В одной цепи линии А-13':  $I_{pA-13'} = \frac{29,215 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 161 \text{ А}$

- В одной цепи линии 13'-13:  $I_{P13'-13} = \frac{12,515 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 68 \text{ A}$
- В одной цепи линии 13'-14:  $I_{P13'-14} = \frac{16,7 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 92 \text{ A}$

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

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

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

— Для одной цепи двухцепных линий:

$$F_{A-10} = \frac{I_{pA-10}}{J_3} = \frac{97}{1,1} = 88,18 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-12} = \frac{I_{pA-12}}{J_3} = \frac{129}{1,1} = 117,3 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-13'} = \frac{I_{pA-13'}}{J_3} = \frac{161}{1,1} = 146,3 \text{ мм}^2$$

$$F_{13'-13} = \frac{I_{p13'-13}}{J_3} = \frac{68}{1,1} = 61,8 \text{ мм}^2$$

$$F_{13'-14} = \frac{I_{p13'-14}}{J_3} = \frac{92}{1,1} = 83,6 \text{ мм}^2$$

В зависимости от напряжения и расчетной токовой нагрузки в нормальном режиме выбираются сечения сталеалюминиевых проводов. Для линии 110 кВ наименьшее сечение сталеалюминиевого провода по механической прочности равно 120 мм<sup>2</sup>. Использование проводов сечением 70 и 95 мм<sup>2</sup> экономически невыгодно и нецелесообразно. Таким образом, для линии выбираем ближайшие стандартные сечения:

— для А - 10: АС - 120/27;



- Для А - 12: АС - 120/27;

- Для А - 13': АС - 150/34;

- Для 13'-13: АС - 120/27;

- для 13'-14: АС - 120/27.

Далее проведем проверку выбранного сечения по условиям нагрева проводов в послеаварийном режиме.

Проверка выбранных сечений по допустимому нагреву осуществляется как:

$$I_p^{\text{авар}} \leq I_{\text{доп}},$$

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

Наибольшая токовая нагрузка в послеаварийном режиме:

- обрыв одной цепи линии А - 10:

$$S_{A-10\text{авар}} = S_{10} = 35,5 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-10}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-10\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{35,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 195 \text{ А}$$

- обрыв одной цепи линии А - 12:

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

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

- обрыв одной цепи линии А - 13':

$$S_{A-13'\text{авар}} = S_{14} + S_{13} = 58,43 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-13'}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-13'\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{58,43 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 322 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии 13-13':

$$S_{13-13' \text{ авар}} = S_{13} = 25,03 \text{ МВА}$$

$$I_{p13-13'}^{\text{ авар}} = \frac{S_{13-13' \text{ авар}} * \alpha_i * \alpha_t}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = \frac{25,03 * 10^6}{\sqrt{3} * 110 * 10^3} * 1,05 * 1 = 137 \text{ А}$$

- обрыв одной цепи линии 13'-14:

$$S_{13'-14 \text{ авар}} = S_{14} = 33,4 \text{ МВА}$$

$$I_{p13'-14}^{\text{ авар}} = \frac{S_{13'-14 \text{ авар}} * \alpha_i * \alpha_t}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = \frac{33,4 * 10^6}{\sqrt{3} * 110 * 10^3} * 1,05 * 1 = 184 \text{ А}$$

По найденным наибольшим расчетным токовым нагрузкам в слеварийном режиме определяем ближайшие большие или равные пустимые токи по нагреву и проверяем ранее выбранные сечения линий по пустимым токам по нагреву:

- Для А - 10:  $195 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 375 \text{ А}$  для АС-120/27;
- Для А - 12:  $259 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 375 \text{ А}$  для АС-120/27;
- Для А - 13':  $322 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$  для АС-150/34;
- Для 13'-13:  $137 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 375 \text{ А}$  для АС-120/27;
- для 13'-14:  $184 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 375 \text{ А}$  для АС-120/27.

Выбираем большее по значению сечение. В данном случае решающим ловием выбора сечения является первое условие, т.е. выбор сечения по номической плотности тока в нормальном режиме. Все полученные зультаты запишем в табл. 5.

Таблица 5.

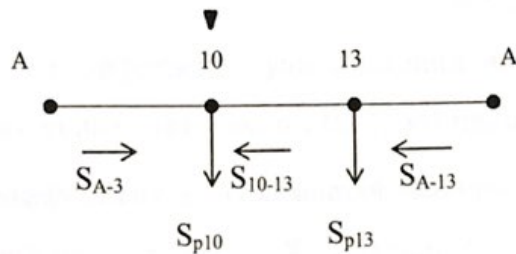
Линия	А - 10	А - 12	А - 13'	13-13'	13'-14
$I_{p, \text{ А}}$	97	129	161	68	92
Марка провода	АС - 120/27	АС - 120/27	АС - 150/34	АС - 120/27	АС-120/27

$I_{p,j}^{авар}, A$	195	259	322	137	184
$I_{доп,i}, A$	375	375	450	375	375

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

В первую очередь рассмотрю замкнутый контур (кольцо) А–10–13–А. Разрежу его по точке питания А, представлю в виде линии с двухсторонним питанием и определю соответствующие мощности. Задам точку потоко раздела (точка 10) и направления потоков мощности.



Определю потоки мощности по упрощенным формулам по участкам А-10, А-13, 10-13:

$$S_{A-10} = \frac{S_{10}(L_{10-13}+L_{13-A})+S_{13}L_{13-A}}{L_{A-10}+L_{10-13}+L_{13-A}} = \frac{35,5 \cdot (40,3+53,3)+25,03 \cdot 53,3}{145,6} = 31,98 \text{ МВА}$$

$$S_{A-13} = \frac{S_{13}(L_{10-13}+L_{A-10})+S_{10}L_{A-10}}{L_{A-10}+L_{10-13}+L_{13-A}} = \frac{25,03 \cdot (40,3+52)+35,5 \cdot 52}{145,6} = 28,55 \text{ МВА}$$

По первому закону Кирхгофа определю переток мощности на участке 13-10:

$$S_{13-10} = S_{10} - S_{A-10} = 35,5 - 31,98 = 3,52 \text{ МВА}$$

Потоки мощности получились положительными, следовательно, точку потококораздела и направления мощностей я выбрала правильно.

Далее рассмотрю двухцепные линии. Определим потоки полной мощности по участкам 12-12', А-12', 12'-14 по каждой цепи двухцепных линий:

$$S_{A-12'} = \frac{S_{14} + S_{12}}{2} = \frac{47,01 + 33,4}{2} = 40,205 \text{ МВА}$$

$$S_{12'-12} = \frac{S_{12}}{2} = \frac{47,01}{2} = 23,505 \text{ МВА}$$

$$S_{12'-14} = \frac{S_{14}}{2} = \frac{33,4}{2} = 16,7 \text{ МВА}$$

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

$$I_p = I_{нб} \alpha_i \alpha_t,$$

Где  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии, для линий 110-22 кВ принимается равным 1,05;

$\alpha_t$  – коэффициент, учитывающий заданное число часов использования максимальной нагрузки линии  $T_{\max}$ . Принимается равным 1.

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

$$I_{нб} = \frac{S}{U_{ном} \sqrt{3}},$$

где  $S$  – полная мощность, передаваемая по линии.

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