



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:**

Шавралиев Максат Джетмишович  
обучающийся 4 курса группы ЭС-1-17  
(подпись)

**Руководитель работы:**

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

Работа выполнена и  
защита с оценкой хорошо

Дата защиты 22.01.2021

(подпись руководителя) (дата) 22.01.2021

Члены комиссии:

ст. прор.  
(должность)

доцент  
(должность)

(подпись)  
(подпись)

Ю.К. Ильцова  
(И.О. Фамилия)  
А.Х. Сабитов  
(И.О. Фамилия)

Казань, 2021 г.

## Содержание

1. Расчет районной электрической сети.....	3
1.1 Исходные данные.....	3
2. Формирование вариантов схемы РЭС и выбор номинального напряжения сети.....	4
3. Потребление активной и баланс реактивной мощностей в проектируемой электрической сети .....	8
4. Выбор типа, мощности и места установки компенсирующих устройств.	10
5. Выбор силовых трансформаторов понижающих подстанций.....	12
6. Выбор сечения проводников воздушных линий электропередачи .....	14
7. Выбор схем электрических подстанций .....	21
7.1 Применение схем распределительных устройств (РУ) на стороне ВН.....	21
7.2 Применение схем РУ 10 кВ .....	23
8. Расчет технико-экономических показателей районной электрической сети.....	24
9. Расчет режимов сети.....	33
9.1 Максимальный режим .....	33
9.1.1 Определение расчетной нагрузки ПС и расчет потерь в трансформаторах.....	33
9.2 Расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линии.....	36
9.2.1 Определение значения напряжения в узловых точках (в точках на стороне ВН) в максимальном режиме .....	38
9.2.2 Регулирование напряжения в электрической сети в максимальном режиме .....	39
9.3 Послеаварийный режим.....	43
9.3.1 Определение значения напряжения в узловых точках в послеаварийном режиме .....	45
9.3.2 Регулирование напряжения в электрической сети в послеаварийном режиме .....	46
Список литературы .....	49

## 1. Расчет районной электрической сети

### 1.1 Исходные данные

- Масштаб: в 1 клетке – 8 км.
- Район по гололеду III.
- Коэффициент активной мощности на подстанции «А»:  $\cos\varphi_A=0,95$ .
- Напряжение на шинах подстанции «А», кВ:  $U_{\max}=119$ ;  $U_{\text{авар}}=110$ .
- Число часов использования максимальной нагрузки  $T_{\max}=4900$  час/год.
- Максимальная активная нагрузка на подстанции, МВт:

$$P_{\max 4} = 26, P_{\max 10} = 38, P_{\max 12} = 32, P_{\max 14} = 24.$$

Коэффициенты реактивной мощности нагрузки на подстанциях имеют следующие значения:

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

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

В качестве расчетных выбрали две конфигурации районной электрической сети (рис.1).

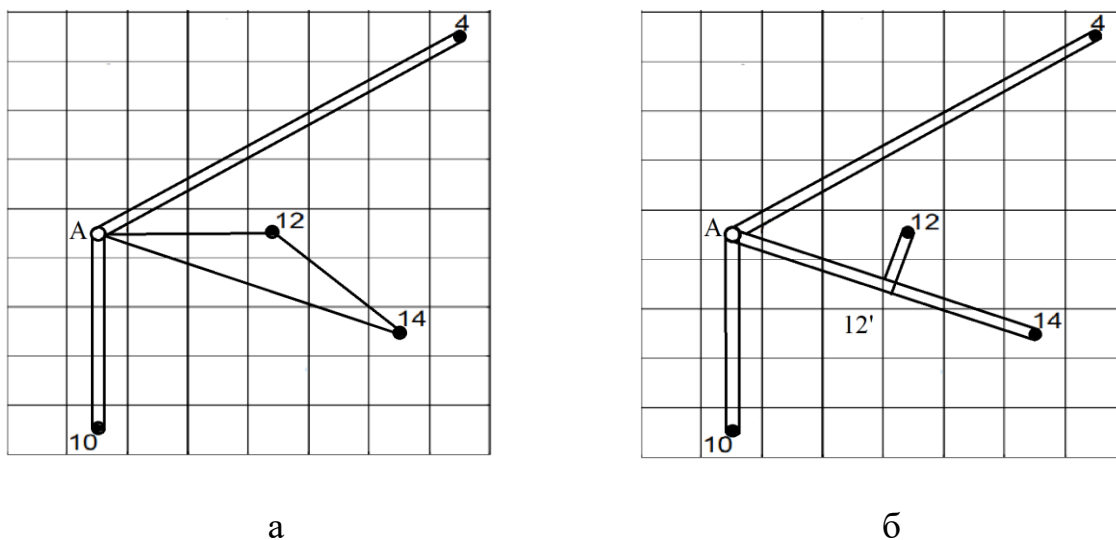


Рис. 1. Схемы конфигурации электрической сети

а – вариант 1; б – вариант 2

### *ВАРИАНТ 1*

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

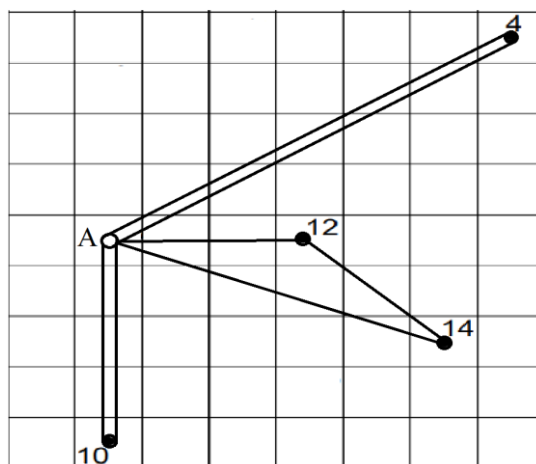


Рис. 2. Схема конфигурации электрической сети

Длины трасс линий:

$$L_{A-4}=56\text{км}; L_{A-10}=32\text{км}; L_{A-12}=22\text{км}; L_{12-14}=22\text{км}; L_{A-14}=42\text{км}$$

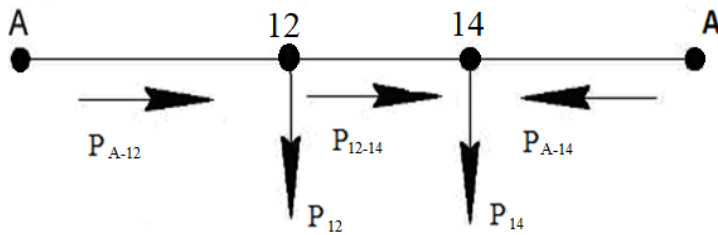


Рис. 3. Точка потокораздела и направление мощностей контура А–12–14–А

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

$$P_{A-12} = \frac{P_{12} \cdot (L_{12-14} + L_{14-A}) + P_{14} \cdot L_{A-14}}{L_{A-12} + L_{12-14} + L_{A-14}} = \frac{32(22 + 42) + 24 \cdot 42}{22 + 22 + 42} = 35,53 \text{ MBm},$$

$$P_{A-14} = \frac{P_{14} \cdot (L_{12-14} + L_{A-12}) + P_{12} \cdot L_{A-12}}{L_{A-12} + L_{12-14} + L_{A-14}} = \frac{24(22 + 22) + 32 \cdot 22}{22 + 22 + 42} = 20,46 \text{ MBm}.$$

По первому закону Кирхгофа определим мощность на участке  $P_{12-14}$  :

$$P_{12-14} = P_{A-12} - P_{12} = 35,53 - 32 = 3,53 \text{ М}$$

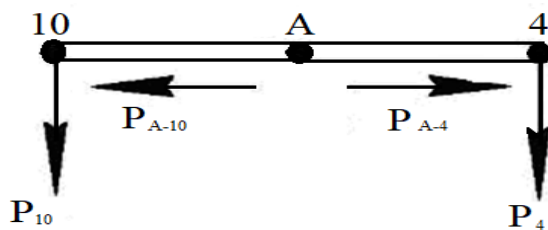


Рис. 4. Точка потокораздела и направление мощностей контура 10–А–4

$$P_{A-10} = \frac{P_{10}}{2} = \frac{38}{2} = 19 \text{ MBm}$$

$$P_{A-4} = \frac{P_4}{2} = \frac{26}{2} = 13 \text{ MBm}$$

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{НОМ, A-10}^{\varepsilon} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-10}} + \frac{2500}{P_{A-10}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{32} + \frac{2500}{19}}} = 82,42 \text{ кВ},$$

$$U_{НОМ, A-4}^{\varepsilon} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-4}} + \frac{2500}{P_{A-4}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{56} + \frac{2500}{13}}} = 70,49 \text{ кВ},$$

$$U_{НОМ, A-12}^{\varepsilon} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-12}} + \frac{2500}{P_{A-12}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{22} + \frac{2500}{35,53}}} = 103,64 \text{ кВ},$$

$$U_{НОМ, A-14}^{\varepsilon} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-14}} + \frac{2500}{P_{A-14}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{42} + \frac{2500}{20,42}}} = 86,35 \text{ кВ},$$

$$U_{НОМ, 12-14}^{\varepsilon} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{12-14}} + \frac{2500}{P_{12-14}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{22} + \frac{2500}{3,53}}} = 36,98 \text{ кВ},$$

$$U_{cp}^{\varepsilon} = \frac{82,42 + 70,49 + 103,64 + 86,35 + 36,98}{5} = 75,97 \text{ кВ},$$

Для схемы №1 по полученным результатам расчета экономически целесообразного номинального напряжения выбираем  $U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$

## ВАРИАНТ 2

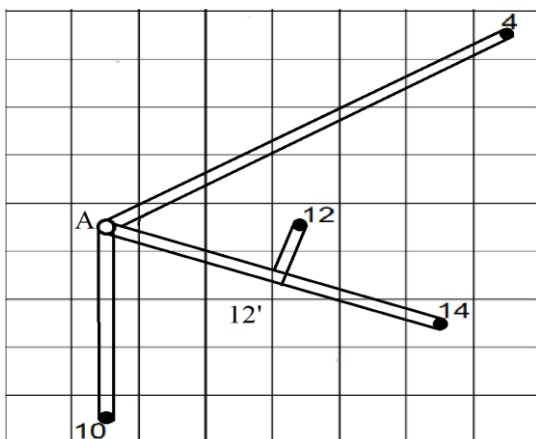


Рис. 5. Схема конфигурации электрической сети

Длины трасс линий:

$$L_{A-4}=56\text{км}; L_{A-10}=32\text{км}; L_{A-12'}=22\text{км}; L_{12'-12}=8\text{км}; L_{12'-14}=22\text{км}$$

Рассчитаем перетоки активных мощностей без учета потерь мощности:

$A-12'$ ;  $12'-14$ ;  $12'-12$

$$P_{A-12'} = \frac{P_{12} + P_{14}}{2} = \frac{32 + 24}{2} = 28 \text{ MBm}$$

$$P_{12'-12} = \frac{P_{12}}{2} = \frac{32}{2} = 16 \text{ MBm}$$

$$P_{12'-14} = \frac{P_{14}}{2} = \frac{24}{2} = 12 \text{ MBm}$$

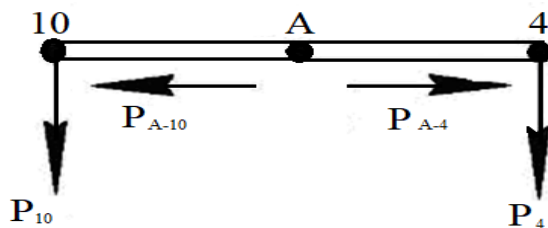


Рис. 6. Точка потоко раздела и направление мощностей контура 10–А–4

$$P_{A-10} = \frac{P_{10}}{2} = \frac{38}{2} = 19 \text{ MBm}$$

$$P_{A-4} = \frac{P_4}{2} = \frac{26}{2} = 13 \text{ MBm}$$

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{НОМ, A-10}^{\vartheta} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-10}} + \frac{2500}{P_{A-10}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{32} + \frac{2500}{19}}} = 82,42 \text{ кВ},$$

$$U_{НОМ, A-4}^{\vartheta} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-4}} + \frac{2500}{P_{A-4}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{56} + \frac{2500}{13}}} = 70,49 \text{ кВ},$$

$$U_{НОМ, A-12'}^{\vartheta} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-12'}} + \frac{2500}{P_{A-12'}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{22} + \frac{2500}{28}}} = 94,48 \text{ кВ},$$

$$U_{НОМ, 12'-12}^{\vartheta} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{12'-12}} + \frac{2500}{P_{12'-12}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{8} + \frac{2500}{16}}} = 67,78 \text{ кВ},$$

$$U_{НОМ, 12'-14}^{\vartheta} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{12'-14}} + \frac{2500}{P_{12'-14}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{22} + \frac{2500}{12}}} = 65,78 \text{ кВ},$$

$$U_{cp}^{\vartheta} = \frac{82,42 + 70,49 + 94,48 + 67,61 + 65,78}{5} = 76,15 \text{ кВ},$$

Для схемы №2 по полученным результатам расчета экономически целесообразного номинального напряжения выбираем  $U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$ .

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

Определим наибольшую суммарную активную мощность, потребляемую в проектируемой сети, зная, что  $K_0 = 0,95$   $\Delta P_c = 0$

$$P_{П,нб} = (K_0 + \Delta P_c)(P_4 + P_{10} + P_{12} + P_{14}) = (0,95 + 0,05)(26 + 38 + 32 + 24) = 120 \text{ МВт}$$

Для дальнейших расчетов для каждого узла определим наибольшую реактивную нагрузку и наибольшую полную нагрузку:

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

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

Для подстанций наибольшая реактивная нагрузка:

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

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

$$Q_{нб,12} = P_{нб,12} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{12} = 32 \cdot 0,80 = 25,50 \text{ Мвар}$$



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

Для подстанций наибольшая полная нагрузка:

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

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

$$S_{нб,12} = \sqrt{P_{нб,12}^2 + Q_{нб,12}^2} = \sqrt{32^2 + 25,50^2} = 40,91 \text{ МВА}$$

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

Для оценки потерь реактивной мощности в трансформаторах воспользуемся формулой:

$$\Delta Q_{T,\Sigma} = 0,1 * \sum_{i=1}^n \alpha_{T2} * S_{нб,i}$$

Так как мы рассматриваем электрическую сеть 110/10 кВ, то  $\alpha_{T,i}$  примем равным 1.

$$\Delta Q_{T,\Sigma} = 0,1(1(32,97 + 46,82 + 40,91 + 28,88)) = 14,95 \text{ Мвар}$$

Суммарную наибольшую реактивную мощность, потребляемую с шин электростанции или районной подстанции, являющихся источниками питания для проектируемой сети определим по формуле:

$$Q_{П,нб} = K(Q) * \sum Q_{нб,i} + \left( \sum_{i=1}^m \Delta Q_i - \Delta Q_{c,i} \right) + \Delta Q_{T\Sigma}$$

Для воздушных линий 110 кВ в первом приближении допускается принимать равными потери и генерации реактивной мощности в линиях, т.е.

$$\Delta Q_i - \Delta Q_{c,i} = 0.$$

$$Q_{П,нб} = 0,98 \cdot (20,28 + 27,36 + 25,50 + 16,08) + 14,95 = 102,38 \text{ Мвар}$$

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

В электрических сетях устанавливают так компенсирующие устройства. Компенсирующими устройствами это устройства, предназначенные для компенсации емкостей или индуктивной составляющей переменного тока.

Итак, полученное значение суммарной потребляемой реактивной мощности  $Q_{П,нб} = 102,38 \text{ Мвар}$  сравниваем с указанным на проект значением реактивной мощности  $Q_c$ , которую экономически целесообразно получать из системы в проектируемую сеть.

$$Q_c = \sum_{i=1}^n P_{нб,i} \cdot \operatorname{tg} \phi_c,$$

где  $\operatorname{tg} \phi = 0,33$  - коэффициент мощности на подстанции “А”.

$$Q_c = 120 \cdot 0,33 = 39,6 \text{ Мвар}.$$

При  $Q_{П,нб} > Q_c$  в проектируемой сети должны быть установлены компенсирующие устройства, суммарная мощность которых определяется по формуле:

$$Q_{K\Sigma} = Q_{П,нб} - Q_c$$

$$Q_{K\Sigma} = Q_{П,нб} - Q_c = 102,38 - 39,6 = 62,78 \text{ Мвар}.$$

Для 4-й, 10-й, 12-й и 14-й подстанции

$$Q_{k,4} = P_{нб,4} \cdot (\operatorname{tg} \phi_4 - \operatorname{tg} \phi_A) = 26 \cdot (0,78 - 0,33) = 11,7 \text{ Мвар},$$

$$Q_{k,10} = P_{нб,10} \cdot (\operatorname{tg} \phi_{10} - \operatorname{tg} \phi_A) = 38 \cdot (0,72 - 0,33) = 14,82 \text{ Мвар},$$

$$Q_{k,12} = P_{нб,12} \cdot (\operatorname{tg} \phi_{12} - \operatorname{tg} \phi_A) = 32 \cdot (0,80 - 0,33) = 15,04 \text{ Мвар},$$

$$Q_{k,14} = P_{нб,14} \cdot (\operatorname{tg} \phi_{14} - \operatorname{tg} \phi_A) = 24 \cdot (0,67 - 0,33) = 8,16 \text{ Мвар},$$

Необходимо определить мощность конденсаторных батарей по условию минимализации приведенных затрат на передачу реактивной мощности с использованием экономического значения  $tg\phi_0 = 0,3$

$$Q_{k,4} = P_{нб,4} \cdot (tg\phi_4 - tg\phi_0) = 26 \cdot (0,78 - 0,3) = 12,48 \text{ МВар},$$

$$Q_{k,10} = P_{нб,10} \cdot (tg\phi_{10} - tg\phi_0) = 38 \cdot (0,72 - 0,3) = 15,96 \text{ МВар},$$

$$Q_{k,12} = P_{нб,12} \cdot (tg\phi_{12} - tg\phi_0) = 32 \cdot (0,80 - 0,3) = 16 \text{ МВар},$$

$$Q_{k,14} = P_{нб,14} \cdot (tg\phi_{14} - tg\phi_0) = 24 \cdot (0,67 - 0,3) = 8,88 \text{ МВар},$$

Окончательное решение о необходимости конденсаторных батарей на каждой из подстанций принимается по большей из величин. С помощью таблицы 1.1 выбирается тип и количество КУ, устанавливаемых на каждой подстанции.

Таблица 4.1

№ узла	Количество КУ	Тип КУ
4	4	УКРМ – 10,5 – 3150
10	4	УКРМ – 10,5 – 4000
12	4	УКРМ – 10,5 – 4000
14	4	УКРМ – 10,5 – 2250

Для 4-го узла:  $4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 3150 = 12,48 \text{ МВар} ,$

Для 10-го узла:  $4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 4000 = 15,96 \text{ МВар} ,$

Для 12-го узла:  $4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 4000 = 16 \text{ МВар} ,$

Для 14-го узла:  $4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 2250 = 8,88 \text{ МВар} ,$

Определим реактивную мощность, потребляемую в узлах из системы с учетом компенсирующих устройств:

$$Q_i = Q_{нб,i} - Q_{к,i}$$

$$Q_4 = Q_{нб,4} - Q_{к,4} = 20,28 - 12,48 = 7,8 \text{ Мвар}$$

$$Q_{10} = Q_{нб,10} - Q_{к,10} = 27,36 - 15,96 = 11,4 \text{ Мвар}$$

$$Q_{12} = Q_{нб,12} - Q_{к,12} = 25,50 - 16 = 9,5 \text{ Мвар}$$

$$Q_{14} = Q_{нб,14} - Q_{к,14} = 16,08 - 8,88 = 7,2 \text{ Мвар}$$

Полная мощность в узлах с учетом компенсирующих устройств:

$$S_i = P_{нб,i} + jQ_i$$

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

$$S_4 = P_{нб,4} + jQ_4 = \sqrt{26^2 + 7,8^2} = 27,14 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{10} = P_{нб,10} + jQ_{10} = \sqrt{38^2 + 11,4^2} = 39,67 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{12} = P_{нб,12} + jQ_{12} = \sqrt{32^2 + 9,5^2} = 33,38 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{14} = P_{нб,14} + jQ_{14} = \sqrt{24^2 + 7,2^2} = 25,05 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

## 5. Выбор силовых трансформаторов понижающих подстанций

Количество трансформаторов выбирается с учетом категорий потребителей по степени надежности. Так как по условию курсового проекта, на всех подстанциях имеются потребители 1-ой категории и  $P_{\max} \geq 10 \text{ МВт}$ , то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух.

По формуле :  $S_{\text{расч.тр}} = S_i / K_{\text{перес.тр}}$

Для ПС №4  $S_{\text{расч.тр3}} = S_4 / K_{\text{перес.тр}} = 27,14 / 1,1 = 24,67 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

Для ПС №10  $S_{\text{расч.тр5}} = S_{10} / K_{\text{перес.тр}} = 39,67 / 1,1 = 36,06 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

Для ПС №12  $S_{расч.тр7} = S_{12} / k_{перес.тр} = 33,38 / 1,1 = 30,34 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

Для ПС №14  $S_{расч.тр14} = S_{10} / k_{перес.тр} = 25,05 / 1,1 = 22,77 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

Результаты выбора трансформаторов приведены в таблице 5.1

Таблица 5.1

№ узла	Полная мощность в узле, МВ·А	Расчетная мощность одного трансформатора	Тип трансформаторов
4	27,14	24,67	2×ТРДН – 25000 / 110
10	39,67	36,06	2×ТРДН – 40000 / 110
12	33,38	30,34	2×ТРДН – 40000 / 110
14	25,05	22,77	2×ТРДН – 25000 / 110

Данные двухфазных двухобмоточных трансформаторов 110 кВ приведены в таблице 5.2

Таблица 5.2

Справочные дан-ные		
$S_{ном}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	25	40
Пределы регули-рования на сто-роне ВН	$\pm 9 \times 1,78\%$	$\pm 9 \times 1,78\%$
$U_{номВН}, \text{кВ}$	115	115
$U_{номНН}, \text{кВ}$	10,5	10,5
$U_K \text{ ВН–НН}, \%$	10,5	10,5
$U_K \text{ ВН–НН1 (ВН–НН2)}, \%$	20	20
$\Delta P, \text{кВт}$	120	172
$\Delta P, \text{кВт}$	27	36
$I_x, \%$	0,7	0,65

## 6. Выбор сечения проводников воздушных линий электропередачи

### ВАРИАНТ 1

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

Рассмотрим в начале кольцо А–12–14–А – линию с двухсторонним питанием (А–12–14–А)

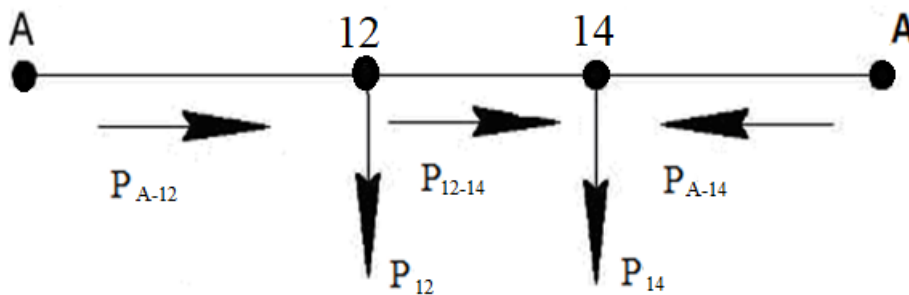


Рис. 7. Точка потокораздела и направление мощностей контура А–12–14–А

$$S_{A-12} = \frac{S_{12} \cdot (L_{12-14} + L_{14-A}) + S_{14} \cdot L_{A-14}}{L_{A-12} + L_{12-14} + L_{A-14}} = \frac{33,4(22 + 42) + 25,1 \cdot 42}{22 + 22 + 42} = 37,11 \text{ МВА},$$

$$S_{A-14} = \frac{S_{14} \cdot (L_{12-14} + L_{A-12}) + S_{12} \cdot L_{A-12}}{L_{A-12} + L_{12-14} + L_{A-14}} = \frac{25,1(22 + 22) + 33,4 \cdot 22}{22 + 22 + 42} = 21,38 \text{ МВт}.$$

По первому закону Кирхгофа определим мощность на участке  $P_{12-14}$  :

$$S_{12-14} = S_{A-12} - S_{12} = 37,11 - 33,4 = 4,7 \text{ МВА}$$

Далее рассмотрим двухцепные линии А-10, А-4

$$S_{A-10} = \frac{S_{10}}{2} = \frac{39,7}{2} = 19,85 \text{ МВА}$$

$$S_{A-4} = \frac{S_4}{2} = \frac{27,2}{2} = 13,60 \text{ МВА}$$

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

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

$$I_{п,А-12} = \frac{S_{А-12}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{37,11 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 163,61 A$$

$$I_{п,А-14} = \frac{S_{А-14}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{21,38 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 94,26 A$$

$$I_{п,12-14} = \frac{S_{12-14}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{4,7 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 20,72 A$$

$$I_{п,А-10} = \frac{S_{А-10}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{19,85 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 87,51 A$$

$$I_{п,А-4} = \frac{S_{А-4}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{13,60 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 59,96 A$$

По найденным значениям расчетных токов определяем расчетное сечение проводов ВЛ по условию экономической (нормированной) плотности тока для нормального режима.

$$F = \frac{I_P}{J_{\vartheta}},$$

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

Для одноцепных линий кольца:

$$F_{А-12} = \frac{I_{ПА-12}}{J_{\vartheta}} = \frac{163,61}{1,1} = 148,73 \text{ мм}^2$$

$$F_{12-14} = \frac{I_{П12-14}}{J_{\vartheta}} = \frac{20,72}{1,1} = 18,83 \text{ мм}^2$$

$$F_{А-14} = \frac{I_{ПА-14}}{J_{\vartheta}} = \frac{94,26}{1,1} = 85,69 \text{ мм}^2$$

Для одной цепи двухцепных линий:

$$F_{A-10} = \frac{I_{PA-10}}{J_{\Sigma}} = \frac{87,51}{1,1} = 79,55 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-4} = \frac{I_{PA-4}}{J_{\Sigma}} = \frac{59,96}{1,1} = 54,50 \text{ мм}^2$$

– Для А - 12: АС – 150/24;

– Для А - 14: АС – 120/27;

– Для 12 - 14: АС – 120/27;

– Для А - 10: АС – 120/27;

– Для А - 4: АС – 120/27;

Рассмотрим кольцо (А-12-14-А):

– при обрыве линии А - 12 (наиболее нагруженной будет линия А - 14):

$$S_{\text{авар}}^{\text{А-14}} = S_{14} + S_{12} = 25,1 + 33,4 = 58,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{\text{авар}}^{\text{РА-14}} = \frac{S_{\text{авар}}^{\text{А-14}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{58,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 257,91 \text{ А}$$

При обрыве линии А-14:

$$S_{\text{авар}}^{\text{А-12}} = S_{12} + S_{14} = 58,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{\text{авар}}^{\text{РА-12}} = \frac{S_{\text{авар}}^{\text{А-12}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{58,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 257,91 \text{ А}$$

Поток мощности на участке 12-14 или 14-12 принять тот который получится больше при обрыве линии А-12 или А-14:

$$S_{\text{авар}}^{\text{12-14}} = S_{14} = 25,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{\text{авар}}^{\text{Р12-14}} = \frac{S_{\text{авар}}^{\text{12-14}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{25,1 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 110,66 \text{ А}$$



Затем рассмотрим двухцепные линии А-10, А-4:

Обрыв одной цепи линии А-10:

$$S_{\text{авар}}^{\text{А-10}} = S_{10} = 39,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{\text{авар}}^{\text{РА-10}} = \frac{S_{\text{авар}}^{\text{А-10}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{39,7 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 175,03 \text{ А}$$

Обрыв одной цепи линии А-4:

$$S_{\text{авар}}^{\text{А-4}} = S_4 = 27,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{\text{авар}}^{\text{РА-4}} = \frac{S_{\text{авар}}^{\text{А-4}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{27,2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 119,92 \text{ А}$$

Для А-14:  $257,91 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 375$  для АС – 120/27

Для А-12:  $257,91 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 450$  для АС – 150/24

Для 12-14:  $110,66 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 375$  для АС – 120/27

Для А-10:  $175,03 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 375$  для АС – 120/27

Для А-4:  $119,92 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 375$  для АС – 120/27

Таблица 6.1

Линия	А - 12	А - 14	12 - 14	А - 10	А - 4
$I_{p,i}, \text{А}$	163,61	94,26	20,72	87,51	59,96
Марка провода	АС – 150/24	АС – 120/27	АС – 120/27	АС – 120/27	АС – 120/27
$I_{\text{авар}}, \text{А}$	257,91	257,91	110,66	175,03	119,92
$I_{\text{доп},i}, \text{А}$	450	375	375	375	375

## ВАРИАНТ 2

Определим потоки полной мощности по участкам по каждой цепи двухцепных линий:

$$S_{A-12'} = \frac{S_{12} + S_{14}}{2} = \frac{33,4 + 25,1}{2} = 29,25 \text{ MVA}$$

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

$$S_{12'-14} = \frac{S_{14}}{2} = \frac{25,1}{2} = 12,55 \text{ MVA}$$

$$S_{A-10} = \frac{S_{10}}{2} = \frac{39,7}{2} = 19,85 \text{ MVA}$$

$$S_{A-4} = \frac{S_4}{2} = \frac{27,2}{2} = 13,60 \text{ MVA}$$

В одной цепи линии А-12'

$$I_{p,A-12'} = \frac{S_{A-12'}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{29,25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 128,95 \text{ A}$$

$$I_{p,12'-12} = \frac{S_{12'-12}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{16,7 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 73,62 \text{ A}$$

$$I_{p,12'-14} = \frac{S_{12'-14}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{12,55 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 55,33 \text{ A}$$

$$I_{p,A-10} = \frac{S_{A-10}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{19,85 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 87,51 \text{ A}$$

$$I_{p,A-4} = \frac{S_{A-4}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{13,60 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 59,96 \text{ A}$$

Для одной цепи двухцепных линий:

$$F_{A-12'} = \frac{I_{p,A-12'}}{J_{\vartheta}} = \frac{128,95}{1,1} = 117,22 \text{ мм}^2$$

$$F_{12'-12} = \frac{I_{P12'-12}}{J_{\varnothing}} = \frac{73,62}{1,1} = 66,92 \text{ мм}^2$$

$$F_{12'-14} = \frac{I_{P12'-14}}{J_{\varnothing}} = \frac{55,33}{1,1} = 50,3 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-10} = \frac{I_{PA-10}}{J_{\varnothing}} = \frac{87,51}{1,1} = 79,55 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-4} = \frac{I_{PA-4}}{J_{\varnothing}} = \frac{59,96}{1,1} = 54,50 \text{ мм}^2$$

– Для А – 12': АС – 120/27;

– Для 12' - 12: АС – 120/27;

– Для 12' - 14: АС – 120/27;

– Для А - 10: АС – 120/27;

– Для А - 4: АС – 120/27;

Рассмотрим двухцепные линии:

Обрыв одной цепи линии А-12':

$$S_{\text{авар}}^{A-12'} = S_{12} + S_{14} = 33,4 + 25,1 = 58,5 \text{ МВ} \cdot A$$

$$I_{\text{авар}}^{PA-12'} = \frac{S_{\text{авар}}^{A-12'}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{58,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 257,91 A$$

Обрыв одной цепи линии 12'-12:

$$S_{\text{авар}}^{12'-12} = S_{12} = 33,4 \text{ МВ} \cdot A$$

$$I_{\text{авар}}^{P12'-12} = \frac{S_{\text{авар}}^{12'-12}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{33,4 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 147,25 A$$

Обрыв одной цепи линии 12'-14:

$$S_{\text{авар}}^{12'-14} = S_{14} = 25,1 \text{ МВ} \cdot A$$

$$I_{\text{авар}}^{\text{P12'-14}} = \frac{S_{\text{авар}}^{\text{12'-14}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{25,1 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 110,66 \text{ A}$$

Обрыв одной цепи линии А-10:

$$S_{\text{авар}}^{\text{A-10}} = S_{10} = 39,7 \text{ МВ} \cdot \text{A}$$

$$I_{\text{авар}}^{\text{PA-10}} = \frac{S_{\text{авар}}^{\text{A-10}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{39,7 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 175,03 \text{ A}$$

Обрыв одной цепи линии А-4:

$$S_{\text{авар}}^{\text{A-4}} = S_4 = 27,2 \text{ МВ} \cdot \text{A}$$

$$I_{\text{авар}}^{\text{PA-4}} = \frac{S_{\text{авар}}^{\text{A-4}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{27,2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 119,92 \text{ A}$$

Для А-12':  $257,91 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 375$  для АС – 120/27

Для 12'-12:  $147,25 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 375$  для АС – 120/27

Для 12'-14:  $110,66 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 375$  для АС – 120/27

Для А-10:  $175,03 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 375$  для АС – 120/27

Для А-4:  $119,92 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 375$  для АС – 120/27

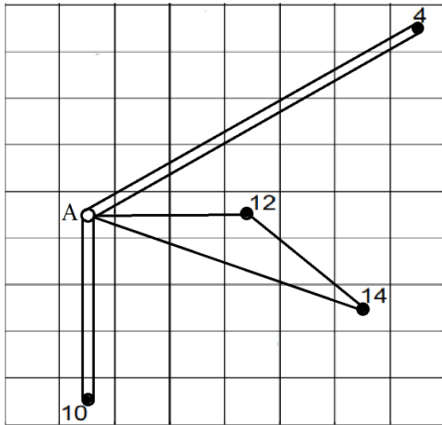
Таблица 6.2

Линия	А-12'	12'-12	12'-14	А - 10	А - 4
$I_{p,i}, \text{A}$	128,95	73,62	55,33	87,51	59,96
Марка провода	АС – 120/27	АС – 120/27	АС – 120/27	АС – 120/27	АС – 120/27
$I_{\text{авар}}, \text{A}$	257,91	147,25	110,66	175,03	119,92
$I_{\text{доп},i}, \text{A}$	375	375	375	375	375

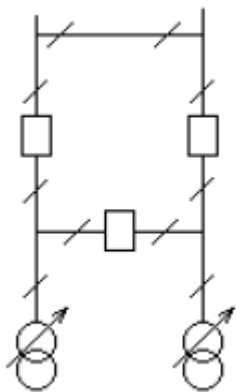
## 7. Выбор схем электрических подстанций

### 7.1 Применение схем распределительных устройств (РУ) на стороне ВН.

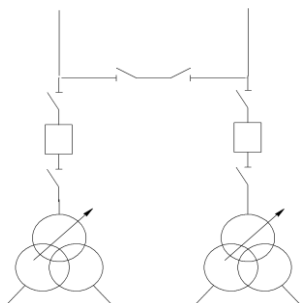
#### ВАРИАНТ 1



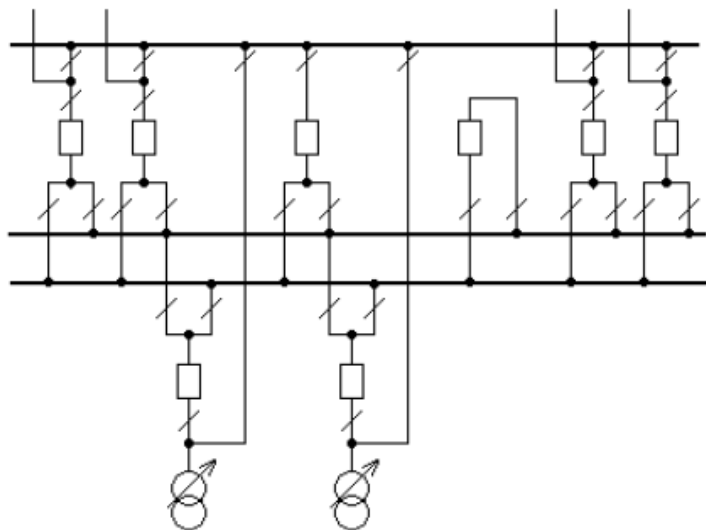
Для ПС №12,14 выбирают схемы «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» :



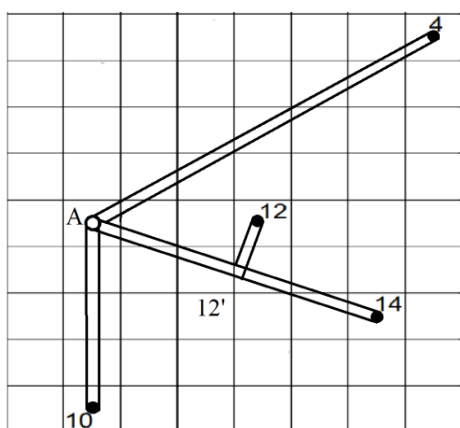
Для ПС № 4,10 выбирают схемы «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий»



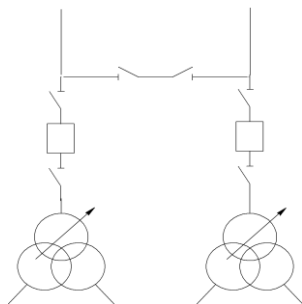
Питающая подстанция А для надежности питания рассматриваемых подстанций выбираю схему «две рабочие и обходная система шин»



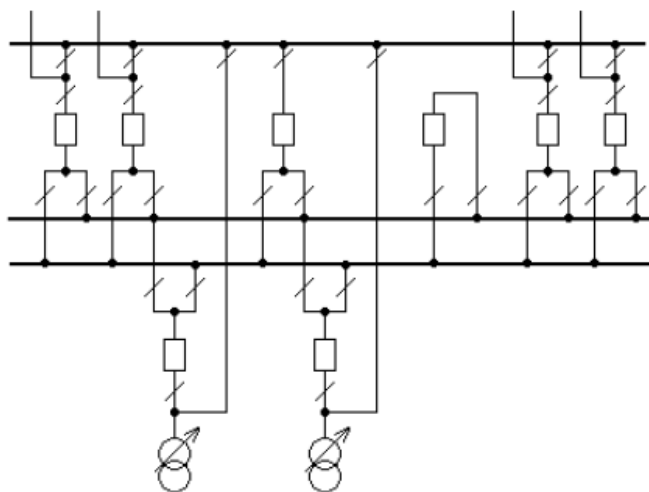
## ВАРИАНТ 2



Для ПС № 4,1,12,14 10 выбирают схемы «два блока с выключателями и не-автоматической перемычкой со стороны линий»

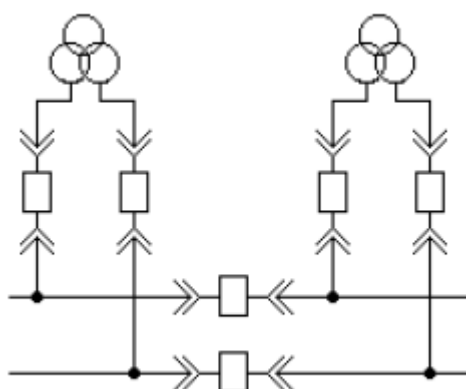


Питающая подстанция А для надежности питания рассматриваемых подстанций выбираю схему «две рабочие секционированные выключателем и обходная система шин»



## 7.2 Применение схем РУ 10 кВ

На ПС №4, №10, №12, №14 применяют схемы 10-2 - «две одиночные секционированные выключателями системы шин», так как на всех этих подстанциях установлены по два трансформатора с расщепленной обмоткой НН



## 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. Обоснование решений производится по минимальному сроку окупаемости при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

### ВАРИАНТ 1

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

– для двухцепных ВЛ

$$K_{A-10} = 32 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 2,20 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-4} = 56 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 3,86 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

– для одноцепных ВЛ «кольца»

$$K_{A-12} = 22 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6 = 0,81 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-14} = 42 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6 = 1,98 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{12-14} = 22 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6 = 0,81 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Суммарные капиталовложения в линии:

$$K_{\text{ЛЭП}} = (2,20 + 3,86 + 0,81 + 1,98 + 0,81) \cdot 10^8 = 9,66 \cdot 10^8 \text{ руб}$$



Определим капитальные вложения в строительство ПС 110/10 кВ.

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

Стоимость компенсирующих устройств.

Таблица 8.1

Марка	Стоимость, тыс. руб.	Количество	Итоговая стоимость, тыс.
УКРМ–10,5–3150	984	4	3936
УКРМ –10,5–4000	1249,5	4	4998
УКРМ –10,5–4000	1249,5	4	4998
УКРМ –10,5–2250	702,8	4	2811

В сумме:  $K_{КУ} = 1,6743 \cdot 10^7$  руб

Таблица 8.2

Наименование РУ	Стоимость, тыс. руб	Постоянная часть затрат, тыс. руб.	Номер узла	Всего, тыс. руб.
РУ–110 кВ. Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	30000*6=180000	9000*6=54000	12,14	468000
РУ–110 кВ. Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	15200*6=91200	9000*6=54000	4,10	290400
РУ–110 Кв Две рабочие и обходная система шин 13Н	7300*10*6=438000	12250*6=73500	А	511500

В сумме:  $K_{руВН} = 12,69 \cdot 10^8$  руб

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

$$K_{руНН} = 6 \cdot (160 \cdot 10^3 \cdot 28 \cdot 4) = 1,0752 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Таким образом, вложения в распределительные устройства сети

$$K_{ру} = 12,69 \cdot 10^8 + 1,0752 \cdot 10^8 = 13,76 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

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

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

$$K_1 = 9,66 \cdot 10^8 + 153,6 \cdot 10^6 + 1,6743 \cdot 10^7 + 13,76 \cdot 10^8 = 2,51 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

Потери электрической энергии в трансформаторе определяются формулой:

$$\Delta W_T = \Delta P_X * 8760 + \Delta P_K * \left( \frac{S_{ПС}}{S_{НОМТР}} \right) * \left( 0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 * 8760$$

Где  $T_{max} = 3600$

$$\Delta W_{T4} = 0,027 * 8760 + 0,12 * \left( \frac{27,14}{25} \right)^2 * \left( 0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 * 8760 = 526,73 \text{ МВт.ч}$$

$$\Delta W_{T10} = 0,036 * 8760 + 0,172 * \left( \frac{39,67}{40} \right)^2 * \left( 0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 * 8760 = 662,51 \text{ МВт.ч}$$

$$\Delta W_{T12} = 0,036 * 8760 + 0,172 * \left( \frac{33,38}{40} \right)^2 * \left( 0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 * 8760 = 561,156 \text{ МВт.ч}$$

$$\Delta W_{T14} = 0,027 * 8760 + 0,12 * \left( \frac{25,05}{25} \right)^2 * \left( 0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 * 8760 = 483,75 \text{ МВт.ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Delta w_{TP}^{\Sigma} = 2(526,73 + 662,51 + 561,15 + 483,75) = 4,46 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются как:

$$\Delta W_{ЛЭП}^{A-10} = \left( \frac{19,85 \cdot 2}{110} \right)^2 * \left( \frac{0,253}{2} * 32 \right) * \left( 0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 * 8760 = 1082 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ЛЭП}^{A-4} = \left( \frac{13,60 \cdot 2}{110} \right)^2 * \left( \frac{0,253}{2} * 56 \right) * \left( 0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 * 8760 = 888,84 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ЛЭП}^{A-12} = \left( \frac{37,11}{110} \right)^2 * (0,204 * 22) * \left( 0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 * 8760 = 1048,20 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ЛЭП}^{A-14} = \left( \frac{21,38}{110} \right)^2 * (0,253 * 42) * \left( 0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 * 8760 = 823,74 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ЛЭП}^{12-14} = \left( \frac{4,7}{110} \right)^2 * (0,253 * 22) * \left( 0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 * 8760 = 20,85 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\Delta w_{ЛЭП}^{\Sigma} = 1082 + 888,84 + 1048,20 + 823,74 + 20,85 = 3,863 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Стоимость ээ на сегодня 3,25

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле

$$И_{\Delta W} = 2,43 \cdot (\Delta W_{ЛЭП} + \Delta W_{TP})$$

$$И_{\Delta W1} = 3,2 \cdot (3,863 \cdot 10^3 + 4,468 \cdot 10^3) \cdot 10^3 = 2,707 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

Проведём аналогичные расчёты для второго варианта конфигурации сети.

## ВАРИАНТ 2

Определим капитальные вложения на сооружение трасс воздушных линий электропередачи по формуле  $K = L \cdot K_0 \cdot K_{\text{пересч}}$

$$K_{A-10} = 32 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 2,20 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-4} = 56 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 3,86 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-12'} = 22 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 1,51 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{12-12'} = 8 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 0,55 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{12'-14} = 22 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 1,51 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Суммарные капиталовложения в линии:

$$K_{\text{ЛЭП}} = (2,20 + 3,86 + 1,51 + 0,55 + 1,51) \cdot 10^8 = 9,63 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Определим капитальные вложения в строительство ПС 110/10 кВ.

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

Стоимость компенсирующих устройств.

Таблица 8.1

Марка	Стоимость, тыс. руб.	Количество	Итоговая стоимость, тыс.
УКРМ–10,5–3150	984	4	3936
УКРМ –10,5–4000	1249,5	4	4998
УКРМ –10,5–4000	1249,5	4	4998
УКРМ –10,5–2250	702,8	4	2811

$$\text{В сумме: } K_{\text{КУ}} = 1,6743 \cdot 10^7 \text{ руб}$$

Таблица 8.2

Наименование РУ	Стоимость, тыс. руб	Постоянная часть затрат, тыс. руб.	Номер узла	Всего, тыс. руб.
РУ–110 кВ. Два блока с выключате- лями и неавтомати- ческой перемычкой со стороны линий	15200*6=91200	9000*6=5400 0	4,10,12,14	580800
РУ–110 Кв Две рабочие и обходная система шин 13Н	7300*10*6=438 000	12250*6=735 00	А	511500

В сумме:  $K_{\text{РУВН}} = 10,923 \cdot 10^8$  руб

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

$$K_{\text{РУНН}} = 6 \cdot (160 \cdot 10^3 \cdot 28 \cdot 4) = 1,0752 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Таким образом, вложения в распределительные устройства сети

$$K_{\text{РУ}} = 12,69 \cdot 10^8 + 1,0752 \cdot 10^8 = 11,998 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

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

$$K = K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{КУ}} + K_{\text{РУ}} :$$

$$K_2 = 9,63 \cdot 10^8 + 153,6 \cdot 10^6 + 1,6743 \cdot 10^7 + 11,998 \cdot 10^8 = 2,33 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

Потери электрической энергии в трансформаторе определяются формулой:

$$\Delta W_T = \Delta P_X \cdot 8760 + \Delta P_K \cdot \left( \frac{S_{\text{ПС}}}{S_{\text{НОМТР}}} \right) \cdot \left( 0,124 + \frac{T_{\text{MAX}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760$$

Где  $T_{\max} = 3600$

$$\Delta W_{T4} = 0,027 * 8760 + 0,12 * \left( \frac{27,14}{25} \right)^2 * \left( 0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 * 8760 = 526,73 \text{ МВт.ч}$$

$$\Delta W_{T10} = 0,036 * 8760 + 0,172 * \left( \frac{39,67}{40} \right)^2 * \left( 0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 * 8760 = 662,51 \text{ МВт.ч}$$

$$\Delta W_{T12} = 0,036 * 8760 + 0,172 * \left( \frac{33,38}{40} \right)^2 * \left( 0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 * 8760 = 561,156 \text{ МВт.ч}$$

$$\Delta W_{T14} = 0,027 * 8760 + 0,12 * \left( \frac{25,05}{25} \right)^2 * \left( 0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 * 8760 = 483,75 \text{ МВт.ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Delta w_{TP}^{\Sigma} = 2(526,73 + 662,51 + 561,15 + 483,75) = 4,46 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются как:

$$\Delta W_{ЛЭП}^{A-10} = \left( \frac{19,85 * 2}{110} \right)^2 * \left( \frac{0,253}{2} * 32 \right) * \left( 0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 * 8760 = 1082 \text{ МВт.ч}$$

$$\Delta W_{ЛЭП}^{A-4} = \left( \frac{13,60 * 2}{110} \right)^2 * \left( \frac{0,253}{2} * 56 \right) * \left( 0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 * 8760 = 888,84 \text{ МВт.ч}$$

$$\Delta W_{ЛЭП}^{A-12'} = \left( \frac{29,25 * 2}{110} \right)^2 * \left( \frac{0,253}{2} * 22 \right) * \left( 0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 * 8760 = 1615,23 \text{ МВт.ч}$$

$$\Delta W_{ЛЭП}^{12'-12} = \left( \frac{16,7 * 2}{110} \right)^2 * \left( \frac{0,253}{2} * 8 \right) * \left( 0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 * 8760 = 191,46 \text{ МВт.ч}$$

$$\Delta W_{ЛЭП}^{12'-14} = \left( \frac{12,55 * 2}{110} \right)^2 * \left( \frac{0,253}{2} * 22 \right) * \left( 0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 * 8760 = 297,35 \text{ МВт.ч}$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\Delta w_{ЛЭП2}^{\Sigma} = 1082 + 888,84 + 1615,23 + 191,46 + 297,35 = 4,074 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Стоимость ээ на сегодня 3,25

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле

$$I_{\Delta W} = 2.43 \cdot (\Delta W_{\text{ЛЭП}} + \Delta W_{\text{ТР}})$$

$$I_{\Delta W1} = 3,25 \cdot (4,074 \cdot 10^3 + 4,468 \cdot 10^3) \cdot 10^3 = 2,776 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

Сравним экономическую эффективность обоих вариантов.

Объём реализованной продукции:

$$Q_P = T_{\text{МАХ}} \cdot \Sigma P \cdot 3,25 = 3600 \cdot (26+38+32+24) \cdot 3,25 \cdot 10^3 = 1,404 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

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

$$I_{\text{АРО}(1)} = 2,5128 \cdot 10^9 \cdot 0,028 = 7,035 \cdot 10^7 \text{ руб/год};$$

$$I_{\text{АРО}(2)} = 2,33 \cdot 10^9 \cdot 0,028 = 6,524 \cdot 10^7 \text{ руб/год.}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W(1)} = 2,707 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$I_{\Delta W(2)} = 2,776 \cdot 10^7 \text{ руб / год.}$$

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

$$I_{\Sigma(1)} = 7,035 \cdot 10^7 + 2,707 \cdot 10^7 = 9,742 \cdot 10^7 \text{ руб/год};$$

$$I_{\Sigma(2)} = 6,524 \cdot 10^7 + 2,776 \cdot 10^7 = 9,3 \cdot 10^7 \text{ руб/год.}$$

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

$$\Pi_1 = 1,404 \cdot 10^9 - 9,742 \cdot 10^7 = 1,307 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$\Pi_2 = 1,404 \cdot 10^9 - 9,3 \cdot 10^7 = 1,311 \cdot 10^9 \text{ руб/год.}$$

Налог на прибыль принимаем 20 %:

$$H_1 = 0,2 \cdot \Pi_1 = 0,2 \cdot 1,307 \cdot 10^9 = 0,2614 \cdot 10^9 \text{ руб/год};$$

$$H_2 = 0,2 \cdot \Pi_2 = 0,2 \cdot 1,311 \cdot 10^9 = 0,2622 \cdot 10^9 \text{ руб/год}.$$

Рентабельности сети вычисляем по формуле :  $P = \frac{Q_p - I_{\Sigma} - H}{K}$

$$P_1 = \frac{1,404 \cdot 10^9 - 0,09742 \cdot 10^9 - 0,2614 \cdot 10^9}{2,51 + 10^9} = 0,416$$

$$P_2 = \frac{1,404 \cdot 10^9 - 0,093 \cdot 10^9 - 0,2622 \cdot 10^9}{2,33 + 10^9} = 0,450$$

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

Определим срок окупаемости по формуле :  $T_{ок} = \frac{K}{(\Pi + I_{\Sigma})}$

$$T_{ок1} = \frac{K_1}{(\Pi_1 + I_{\Sigma1})} = \frac{2,51 + 10^9}{1,307 \cdot 10^9 + 0,097 \cdot 10^9} = 1,78 \text{ года}$$

$$T_{ок2} = \frac{K_2}{(\Pi_2 + I_{\Sigma2})} = \frac{2,33 + 10^9}{1,311 \cdot 10^9 + 0,093 \cdot 10^9} = 1,65 \text{ года}$$

Так как мы брали срок окупаемости как главный критерий сравнения, то определив и проанализировав технико-экономические характеристики двух вариантов районных электрических сетей, приходим к выводу что второй вариант схемы наиболее подходящий и поэтому мы выбираем вариант 2

Таблица 8,3

№ Схемы	К	Π	Р	Т
1	$2,51 \cdot 10^9$	$1,311 \cdot 10^9$	0,416	1,78
2	$2,33 \cdot 10^9$	$1,307 \cdot 10^9$	0,450	1,65



## 9. Расчет режимов сети

### 9.1 Максимальный режим

#### 9.1.1 Определение расчетной нагрузки ПС и расчет потерь в трансформаторах

Определение расчетной нагрузки узлов (ПС) предшествует расчету режимов РЭС. Напряжение в сети принимается равным номинальному. Расчетная нагрузка ПС определяется по формуле:  $S_{расч,i} = S_{н,i} + \Delta S_i - j(Q_{c,ав}^H + Q_{c,да}^K)$ ,

Где  $S_{н,i}$  – нагрузка i–й ПС с учетом компенсации реактивной мощности;

$\Delta S_i$  – 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:

$$Q_c^H = \frac{1}{2} U_{ном}^2 b$$

$$Q_c^K = \frac{1}{2} U_{ном}^2 b$$

где  $b$  – емкостная проводимость линий.

Для одноцепных линий емкостная проводимость определяется следующим образом:  $b_L = b_0 L_L$

где  $b_0$  – удельная емкостная проводимость линии, См/км;  $L_L$  – длина линии, км.

Для параллельных линий:  $b_L = 2b_0 L_L$

Определим потери мощности холостого хода и короткого замыкания в каждом трансформаторе, согласно выражениям:

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

$$\Delta Q_i = \frac{I_{x\%} S_{\text{НОМ}}}{100} + \frac{U_{K\%} S_i^2}{100 S_{\text{НОМ}}}$$

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

$\Delta P_x$ ,  $S_{\text{НОМ}}$ ,  $I_{x\%}$  и  $U_{K\%}$  – справочные данные

Потери полной мощности в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta S_i = \Delta P_i + j \Delta Q_i$$

Для ПС № 4 ( $2 \times \text{ТРДН} - 25000/110$ ):

$$\Delta P_4 = \Delta P_x + \frac{\Delta P_K \cdot S_4^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 27 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot \left( \frac{27,2}{2} \cdot 10^6 \right)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,0625 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_4 = \frac{I_{x\%} \cdot S_{\text{НОМ}}}{100} + \frac{U_{K\%} \cdot S_4^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left( \frac{27,2}{2} \cdot 10^6 \right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 0,95 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_4 = 0,0625 + 0,95 j \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС № 10 ( $2 \times \text{ТРДН} - 40000/110$ ):

$$\Delta P_{10} = \Delta P_x + \frac{\Delta P_K \cdot S_{10}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 36 \cdot 10^3 + \frac{172 \cdot 10^3 \cdot \left( \frac{39,7}{2} \cdot 10^6 \right)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 0,0783 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{10} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{\text{НОМ}}}{100} + \frac{U_{K\%} \cdot S_{10}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{0,65 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left( \frac{39,7}{2} \cdot 10^6 \right)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 1,29 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{10} = 0,0783 + 1,29 j \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС № 12 ( $2 \times \text{ТРДН} - 40000/110$ ):

$$\Delta P_{12} = \Delta P_x + \frac{\Delta P_K \cdot S_{12}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 36 \cdot 10^3 + \frac{172 \cdot 10^3 \cdot \left( \frac{33,4}{2} \cdot 10^6 \right)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 0,0659 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{I_{X\%} \cdot S_{ном}}{100} + \frac{u_{K\%} \cdot S_{12}^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{0,65 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left( \frac{33,4}{2} \cdot 10^6 \right)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 0,99 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{12} = 0,0659 + 0,99 j \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС № 14 ( $2 \times \text{ТРДН} - 25000/110$ ):

$$\Delta P_{14} = \Delta P_X + \frac{\Delta P_K \cdot S_{14}^2}{S_{ном}^2} = 27 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot \left( \frac{25,1}{2} \cdot 10^6 \right)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,0572 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{14} = \frac{I_{X\%} \cdot S_{ном}}{100} + \frac{u_{K\%} \cdot S_{14}^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left( \frac{25,1}{2} \cdot 10^6 \right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 0,83 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{14} = 0,0572 + 0,83 j \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Определим расчетные нагрузки по каждому трансформатору соответствующих ПС:

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

$$S_{расч,4} = 26 + j7,8 + 0,0625 + j0,95 - j \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 56 = (24,2 + j8,75) \text{ МВА}$$

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

$$S_{расч,10} = 38 + j11,4 + 0,0783 + j1,29 - j \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 32 = (37 + j12,7) \text{ МВА}$$

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

$$S_{расч,12} = 32 + j9,5 + 0,0659 + j0,99 - j \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 8 = (31,8 + j10,5) \text{ МВА}$$

$$S_{расч,14} = S_{н,14} + \Delta S_{14} - jQ_{c,12'-14}'' = S_{н,14} + \Delta S_{14} - j \frac{1}{2} \cdot U_{ном}^2 \cdot 2 \cdot b_{0,12'-14} \cdot L_{12'-14};$$

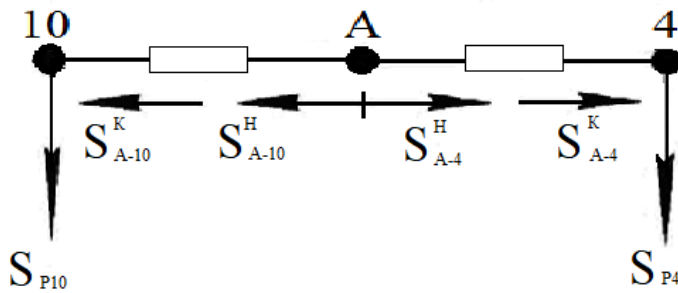
$$S_{расч,14} = 24 + j7,2 + 0,0572 + j0,83 - j \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 22 = (23,3 + j8,03) \text{ МВА}$$

## 9.2 Расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линии

Вариант 1

Таблица 9.1

Линия	Марка провода	$z_{\pi} = (r_0 + jx_0) \cdot L_{\pi}, \text{ Ом}$
A-10	АС-120/27	$z_{A-10} = (24,9 + j42,7) \cdot 10^{-2} \cdot 32 = 8 + j13,6$
A-4	АС-120/27	$z_{A-4} = (24,9 + j42,7) \cdot 10^{-2} \cdot 56 = 14 + j24$
A-12'	АС-120/27	$z_{A-12'} = (24,9 + j42,7) \cdot 10^{-2} \cdot 22 = 5,5 + j9,4$
12'-14	АС-120/27	$z_{12'-14} = (24,9 + j42,7) \cdot 10^{-2} \cdot 22 = 5,5 + j9,4$
12'-12	АС-120/27	$z_{12'-12} = (24,9 + j42,7) \cdot 10^{-2} \cdot 8 = 2 + j3,4$



Для линии A-4:

$$S_{A-4}^K = S_{p4} = 24,2 + j8,75 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{z,A-4} = \frac{(P_{A-4}^K)^2 + (Q_{A-4}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} Z_{A-4} = \frac{24,2^2 + 8,75^2}{110^2} (14 + j24) = 0,76 + j1,3 \text{ МВА}$$

$$S_{A-4}^H = S_{A-4}^K + \Delta S_{z,A-4} - \frac{1}{2} j Q_{c,A-4} = 24,2 + j8,75 + 0,76 + j1,3 - j \frac{1}{2} \cdot$$

$$110^2 \cdot 2(2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 56) = 24,96 + j9,15 \text{ МВА}$$

Для линии A-10:

$$S_{A-10}^K = S_{p10} = 37 + j12,7 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{z,A-10} = \frac{(P_{A-10}^K)^2 + (Q_{A-10}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} Z_{A-10} = \frac{37^2 + 12,7^2}{110^2} (8 + j13,6) = 0,87 + j1,48 \text{ МВА}$$

$$S_{A-10}^H = S_{A-10}^K + \Delta S_{z,A-10} - \frac{1}{2}jQ_{c,A-10}$$

$$= 37 + j12,7 + 0,87 + j1,48 - j\frac{1}{2} * 110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 32) = 37,87 + j13,67 \text{ MBA}$$

Для линии 12'-12:

$$S_{12'-12}^K = S_{p12} = 31,8 + j10,5 \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{z,12'-12} = \frac{(P_{12'-12}^K)^2 + (Q_{12'-12}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} Z_{12'-12} = \frac{31,8^2 + 10,5^2}{110^2} (2 + j3,4) = 0,18 + j0,3 \text{ MBA}$$

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

$$= 31,8 + j10,5 + 0,18 + j0,3 - j\frac{1}{2} * 110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 8) = 32 + j10,6 \text{ MBA}$$

Для линии 12'-14:

$$S_{12'-14}^K = S_{p14} = 23,3 + j8,03 \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{z,12'-14} = \frac{(P_{12'-14}^K)^2 + (Q_{12'-14}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} Z_{12'-14} = \frac{23,3^2 + 8,03^2}{110^2} (5,5 + j9,4) = 0,27 + j0,47 \text{ MBA}$$

$$S_{12'-14}^H = S_{12'-14}^K + \Delta S_{z,12'-14} - \frac{1}{2}jQ_{c,12'-14}$$

$$= 23,3 + j8,03 + 0,27 + j0,47 - j\frac{1}{2} * 110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 22) = 23,57 + j8,15 \text{ MBA}$$

Для линии A-12':

$$S_{A-12'}^K = S_{12'-12}^H + S_{12'-14}^H = 32 + j10,6 + 23,57 + j8,15$$

$$= 55,57 + j18,76 \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{z,A-12'} = \frac{(P_{A-12'}^K)^2 + (Q_{A-12'}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} Z_{A-12'} = \frac{55,57^2 + 18,76^2}{110^2} (5,5 + j9,4) = 1,56 + j2,67 \text{ MBA}$$

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

$$= 55,57 + j18,76 + 1,56 + j2,67 - j\frac{1}{2} * 110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 22) = 57,13 + j21,08 \text{ MBA}$$

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

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

Для ПС № 4:

$$U_4 = U_{Amax} - \frac{P_{A-4}^H r_0 L_{A-4} + Q_{A-4}^H x_0 L_{A-4}}{U_{Amax}}$$
$$U_4 = 119 - \frac{24,96 * 0,249 * 56 + 9,15 * 0,427 * 56}{119} = 114,2 \text{ В}$$

Для ПС № 10:

$$U_{10} = U_{Amax} - \frac{P_{A-10}^H r_0 L_{A-10} + Q_{A-10}^H x_0 L_{A-10}}{U_{Amax}}$$
$$U_{10} = 119 - \frac{37,87 * 0,249 * 32 + 13,67 * 0,427 * 32}{119} = 114,89 \text{ В}$$

Для ПС № 12:

$$U_{12} = U_{Amax} - \frac{P_{12'-12}^H r_0 L_{12'-12} + Q_{12'-12}^H x_0 L_{12'-12}}{U_{Amax}}$$
$$U_{12} = 119 - \frac{32 * 0,249 * 8 + 10,6 * 0,427 * 8}{119} = 118,1 \text{ В}$$

Для ПС № 14:

$$U_{14} = U_{Amax} - \frac{P_{12'-14}^H r_0 L_{12'-14} + Q_{12'-14}^H x_0 L_{12'-14}}{U_{Amax}}$$
$$U_{14} = 119 - \frac{23,57 * 0,249 * 22 + 8,15 * 0,427 * 22}{119} = 117,2 \text{ В}$$

## 9.2.2 Регулирование напряжения в электрической сети в максимальном режиме

Напряжение на шинах низшего напряжения, приведенное к стороне высшего напряжения для каждого из трансформаторов с расщепленными обмотками типа ТРДН для подстанций 4,10,12 и 14 определяется по формуле:

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

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

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

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

$$R_{TB} = \frac{\Delta P_{к,ВН-НН} U_{НОМ}^2}{2 S_{НОМ}^2}$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2 R_{TB}$$

$$X_{TB} = \frac{u_{к,ВН-НН} U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}} \left( 1 - \frac{K_p}{4} \right)$$

$$X_{TH} = \frac{u_{к,ВН-НН} U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}} * \frac{K_p}{2}$$

Определим соответствующие показатели для всех подстанций.

Для ПС № 4 и 14 ( 2×ТРДН – 25000 /110 ):

$$P'_{H4} = \frac{26}{2} + 0,06 - 0,027 = 13 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H4} = \frac{7,8}{2} + 0,95 - 0,175 = 4,7 \text{ Мвар}$$

$$P'_{H14} = \frac{24}{2} + 0,057 - 0,027 = 12 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H14} = \frac{7,2}{2} + 0,83 - 0,175 = 4,2 \text{ Мвар}$$

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

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

$$X_{TB} = \frac{10,5 * (115 * 10^3)^2}{100 * (25 * 10^6)} \left(1 - \frac{3,62}{4}\right) = 5,27 \text{ Ом}$$

$$X_{TH1} = X_{TH2} = \frac{10,5 * (115 * 10^3)^2}{100 * (25 * 10^6)} * \frac{3,62}{2} = 100,5 \text{ Ом}$$

$$U'_{H4} = \frac{114,2}{2} + \sqrt{\frac{114,2^2}{4} - \left[\left(13 * 1,27 + \frac{13}{2} * 2,54\right) + \left(4,7 * 5,27 + \frac{4,7}{2} * 100,5\right)\right]}$$

$$= 111,5 \text{ кВ}$$

$$U'_{H14} = \frac{117,2}{2} + \sqrt{\frac{117,2^2}{4} - \left[\left(12 * 1,27 + \frac{12}{2} * 2,54\right) + \left(4,2 * 5,27 + \frac{4,2}{2} * 100,5\right)\right]}$$

$$= 115 \text{ кВ}$$

Для ПС № 10 и 12 ( 2×ТРДН – 40000 /110 ):

$$P'_{H10} = \frac{38}{2} + 0,078 - 0,036 = 19 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H10} = \frac{11,4}{2} + 1,29 - 0,26 = 6,7 \text{ Мвар}$$

$$P'_{H12} = \frac{32}{2} + 0,066 - 0,036 = 16 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H12} = \frac{9,5}{2} + 0,99 - 0,26 = 5,5 \text{ Мвар}$$



$$R_{TB1} = \frac{172 * 10^3 * (115 * 10^3)^2}{2(40 * 10^6)^2} = 0,71 \text{ Ом}$$

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

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

$$X_{TH1} = X_{TH2} = \frac{10,5 * (115 * 10^3)^2}{100 * (40 * 10^6)} * \frac{3,62}{2} = 62,84 \text{ Ом}$$

$$U'_{H10} = \frac{114,9}{2} \sqrt{\frac{114,9^2}{4} - \left[ \left(19 * 0,71 + \frac{19}{2} * 1,42\right) + \left(6,7 * 3,3 + \frac{6,7}{2} * 62,84\right) \right]} = 112,6 \text{ кВ}$$

$$U'_{H12} = \frac{118}{2} \sqrt{\frac{118^2}{4} - \left[ \left(16 * 0,71 + \frac{16}{2} * 1,42\right) + \left(5,5 * 3,3 + \frac{5,5}{2} * 62,84\right) \right]} = 116,2 \text{ кВ}$$

Ответвление регулируемой части обмотки, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах низшего напряжения определяем по формуле:

$$n_{\text{отв}}^{\text{жел}} = \left( \frac{U'_H U_{HH}}{U_{H\text{жел}} U_{BH}} - 1 \right) * \frac{100}{\Delta U_{\text{отв}}}$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций определим по формуле:

$$U_H = \frac{U'_H U_{HH}}{U_{BH} \left( 1 + n_{\text{отв}} \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100} \right)}$$

Отклонение напряжения на этих шинах от номинального напряжения ( $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ ), %

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

Ответвление регулируемой части обмотки, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах низшего напряжения определяем по формуле:

$$n_{\text{отв}}^{\text{жел}} = \left( \frac{U'_H U_{HH}}{U_{H\text{жел}} U_{BH}} - 1 \right) * \frac{100}{\Delta U_{\text{отв}}}$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций определим по формуле:

$$U_{\text{н}} = \frac{U'_{\text{н}} U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}} \left( 1 + n_{\text{отв}} \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100} \right)}$$

Отклонение напряжения на этих шинах от номинального напряжения ( $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ ), %

$$\delta U = \frac{U_{\text{н}} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} * 100$$

Для ПС № 4:

$$n_{\text{отв}4}^{\text{жел}} = \left( \frac{111,5 * 10,5}{10,5 * 115} - 1 \right) * \frac{100}{1,78} = -1,7 = -2$$

$$U_{\text{н}4} = \frac{111,5 * 10,5}{115 \left( 1 - 2 * \frac{1,78}{100} \right)} = 10,55 \text{ кВ}$$

$$\delta U_4 = \frac{10,55 - 10}{10} * 100 = 5,5\%$$

Для ПС № 10:

$$n_{\text{отв}10}^{\text{жел}} = \left( \frac{112,6 * 10,5}{10,5 * 115} - 1 \right) * \frac{100}{1,78} = -1,1 = -1$$

$$U_{\text{н}10} = \frac{112,6 * 10,5}{115 \left( 1 - 1 * \frac{1,78}{100} \right)} = 10,46 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{10} = \frac{10,46 - 10}{10} * 100 = 4,6\%$$

Для ПС № 12:

$$n_{\text{отв}12}^{\text{жел}} = \left( \frac{116,2 * 10,5}{10,5 * 115} - 1 \right) * \frac{100}{1,78} = -0,8 = -1$$

$$U_{\text{н}12} = \frac{116,2 * 10,5}{115 \left( 1 - 1 * \frac{1,78}{100} \right)} = 10,8 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{12} = \frac{10,8-10}{10} * 100 = 8\%$$

Для ПС № 14:

$$n_{\text{отв}14}^{\text{жел}} = \left( \frac{115 * 10,5}{10,5 * 115} - 1 \right) * \frac{100}{1,78} = 0 = 0$$

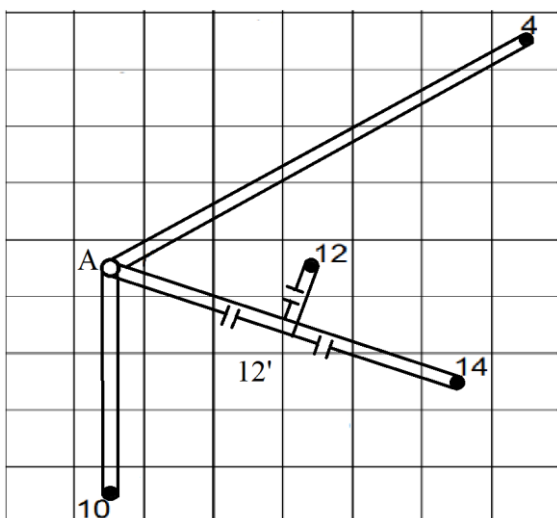
$$U_{\text{н}14} = \frac{115 * 10,5}{115 \left( 1 - 0 * \frac{1,78}{100} \right)} = 10,5 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{14} = \frac{10,5-10}{10} * 100 = 5\%$$

Таблица 9.2

№ ПС	U <sub>н</sub> ', кВ	n <sub>отв</sub>	U <sub>н</sub> , кВ	δU, %
4	111,5	−2	10,55	5,5
10	112,6	−1	10,46	4,6
12	116,2	−1	10,80	8
14	115	0	10,5	5

### 9.3 Послеаварийный режим



Рассмотрим обрыв линий в цепях с отпайкой А-12', 12'-12 и 12'-14

Для линии 12'-14:

$$S_{\text{расч.14}} = (24 + j7,2) + 0,0572 + j0,83 - j\frac{1}{2} * 110^2 * (2,66 * 10^{-6} * 22) \\ = 24,057 + j7,67 \text{ MBA}$$

$$S_{12'-14}^K = S_{p14} = 24,057 + j7,67 \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{z,12'-14} = \frac{(P_{12'-14}^K)^2 + (Q_{12'-14}^K)^2}{U_{\text{авар}}^2} Z_{12'-14} = \frac{24,057^2 + 7,67^2}{110^2} (5,5 + j9,4) = \\ 0,289 + j0,495 \text{ MBA}$$

$$S_{12'-14}^H = S_{12'-14}^K + \Delta S_{z,12'-14} - \frac{1}{2} j Q_{c,12'-14} = 24,057 + j7,67 + 0,289 + j0,495 - j\frac{1}{2} * \\ 110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 22) = 24,34 + j7,83 \text{ MBA}$$

Для линии 12'-12:

$$S_{12'-12}^K = S_{p12} = 31,8 + j10,5 \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{z,12'-12} = \frac{(P_{12'-12}^K)^2 + (Q_{12'-12}^K)^2}{U_{\text{авар}}^2} Z_{12'-12} = \frac{31,8^2 + 10,5^2}{110^2} (2 + j3,4) = 0,18 + j0,3 \text{ MBA}$$

$$S_{12'-12}^H = S_{12'-12}^K + \Delta S_{z,12'-12} - \frac{1}{2} j Q_{c,12'-12} \\ = 31,8 + j10,5 + 0,18 + j0,3 - j\frac{1}{2} * 110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 8) = 32 + j10,6 \text{ MBA}$$

Для линии А -12':

$$S_{A-12'}^K = S_{12'-12}^H + S_{12'-14}^H = 32 + j10,6 + 24,34 + j7,83 \\ = 56,34 + j18,43 \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{z,A-12'} = \frac{(P_{A-12'}^K)^2 + (Q_{A-12'}^K)^2}{U_{\text{авар}}^2} Z_{A-12'} = \frac{56,34^2 + 18,43^2}{110^2} (5,5 + j9,4) = 1,59 + j2,7 \text{ MBA}$$

$$S_{A-12'}^H = S_{A-12'}^K + \Delta S_{z,A-12'} - \frac{1}{2} j Q_{c,A-12'} \\ = 56,34 + j18,43 + 1,59 + j2,7 - j\frac{1}{2} * 110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 22) = 57,93 + j20,78 \text{ MBA}$$

Для линии А-4:

$$S_{A-4}^K = S_{p4} = 24,2 + j8,75 \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{z,A-4} = \frac{(P_{A-4}^K)^2 + (Q_{A-4}^K)^2}{U_{НОМ}^2} Z_{A-4} = \frac{24,2^2 + 8,75^2}{110^2} (14 + j24) = 0,76 + j1,3 \text{ МВА}$$

$$S_{A-4}^H = S_{A-4}^K + \Delta S_{z,A-4} - \frac{1}{2} j Q_{c,A-4} = 24,2 + j8,75 + 0,76 + j1,3 - j\frac{1}{2} *$$

$$110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 56) = 24,96 + j9,15 \text{ МВА}$$

Для линии А-10:

$$S_{A-10}^K = S_{p10} = 37 + j12,7 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{z,A-10} = \frac{(P_{A-10}^K)^2 + (Q_{A-10}^K)^2}{U_{НОМ}^2} Z_{A-10} = \frac{37^2 + 12,7^2}{110^2} (8 + j13,6) = 0,87 + j1,48 \text{ МВА}$$

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

$$= 37 + j12,7 + 0,87 + j1,48 - j\frac{1}{2} * 110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 32) = 37,87 + j13,67 \text{ МВА}$$

### 9.3.1 Определение значения напряжения в узловых точках в послеаварийном режиме

Расчет проводим от начала к концам.

Для ПС № 4:

$$\begin{aligned} U_4 &= U_{\text{авар}} - \frac{P_{A-4}^H * r_0 * L_{A-4} + Q_{A-4}^H * x_0 * L_{A-4}}{U_{\text{авар}}} = \\ &= 110 - \frac{24,96 * 0,249 * 56 + 9,15 * 0,427 * 56}{110} = 104,84 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Для ПС № 10:

$$\begin{aligned} U_{10} &= U_{\text{авар}} - \frac{P_{A-10}^H * r_0 * L_{A-10} + Q_{A-10}^H * x_0 * L_{A-10}}{U_{\text{авар}}} = \\ &= 110 - \frac{37,87 * 0,249 * 32 + 13,67 * 0,427 * 32}{110} = 105,55 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Для ПС № 12:

$$U_{12} = U_{\text{авар}} - \frac{P_{12'-12}^H * r_0 * L_{12'-12} + Q_{12'-12}^H * x_0 * L_{12'-12}}{U_{\text{авар}}} =$$

$$= 110 - \frac{32 * 0,249 * 8 + 10,6 * 0,427 * 8}{110} = 109 \text{ кВ}$$

Для ПС № 14:

$$U_{14} = U_{\text{авар}} - \frac{P_{12'-14}^H * r_0 * L_{12'-14} + Q_{12'-14}^H * x_0 * L_{12'-14}}{U_{\text{авар}}} =$$

$$= 110 - \frac{24,34 * 0,249 * 22 + 7,83 * 0,427 * 22}{110} = 104,84 \text{ кВ}$$

### 9.3.2 Регулирование напряжения в электрической сети в послеаварийном режиме

Определим значение напряжения в электрической сети в послеаварийном режиме:

$$U'_{н4} = \frac{104,8}{2} + \sqrt{\frac{104,8^2}{4} - \left[ \left( 13 * 1,27 + \frac{13}{2} * 2,54 \right) + \left( 4,7 * 5,27 + \frac{4,7}{2} * 100,5 \right) \right]}$$

$$= 101,9 \text{ кВ}$$

$$U'_{н10} = \frac{105,5}{2} \sqrt{\frac{105,5^2}{4} - \left[ \left( 19 * 0,71 + \frac{19}{2} * 1,42 \right) + \left( 6,7 * 3,3 + \frac{6,7}{2} * 62,84 \right) \right]} = 102,97 \text{ кВ}$$

$$U'_{н12} = \frac{109}{2} \sqrt{\frac{109^2}{4} - \left[ \left( 16 * 0,71 + \frac{16}{2} * 1,42 \right) + \left( 5,5 * 3,3 + \frac{5,5}{2} * 62,84 \right) \right]} = 107 \text{ кВ}$$

$$U'_{н14} = \frac{108,1}{2} + \sqrt{\frac{108,1^2}{4} - \left[ \left( 12 * 1,27 + \frac{12}{2} * 2,54 \right) + \left( 4,2 * 5,27 + \frac{4,2}{2} * 100,5 \right) \right]}$$

$$= 105,6 \text{ кВ}$$

Для ПС № 4:

Ответвление регулируемой части обмотки РПН:

$$n_{\text{отв4}}^{\text{жел}} = \left( \frac{101,9 * 10,5}{10,5 * 115} - 1 \right) * \frac{100}{1,78} = -6,3 = -6$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций:

$$U_4 = \frac{101,9 * 10,5}{115 \left( 1 - 6 \frac{1,78}{100} \right)} = 10,41 \text{ кВ}$$

Отклонение напряжения на этих шинах НН от номинального напряжения:

$$\delta U_4 = \frac{10,41 - 10}{10} * 100 = 4,1\%$$

Для ПС № 10:

$$n_{\text{отв10}}^{\text{жел}} = \left( \frac{102,97 * 10,5}{10,5 * 115} - 1 \right) * \frac{100}{1,78} = -5,87 = -6$$

$$U_{\text{н10}} = \frac{102,97 * 10,5}{115 \left( 1 - 6 \frac{1,78}{100} \right)} = 10,52 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{10} = \frac{10,52 - 10}{10} * 100 = 5,2\%$$

Для ПС № 12:

$$n_{\text{отв12}}^{\text{жел}} = \left( \frac{107 * 10,5}{10,5 * 115} - 1 \right) * \frac{100}{1,78} = -3,9 = -4$$

$$U_{\text{н12}} = \frac{107 * 10,5}{115 \left( 1 - 4 \frac{1,78}{100} \right)} = 10,51 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{12} = \frac{10,51 - 10}{10} * 100 = 5,1\%$$

Для ПС № 14:

$$n_{\text{отв14}}^{\text{жел}} = \left( \frac{105,6 * 10,5}{10,5 * 115} - 1 \right) * \frac{100}{1,78} = -4,6 = -5$$

$$U_{H14} = \frac{105,6 * 10,5}{115 \left(1 - 5 \frac{1,78}{100}\right)} = 10,58 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{14} = \frac{10,58 - 10}{10} * 100 = 5,8\%$$

Таблица 9.3

№ ПС	U <sub>н</sub> ', кВ	n <sub>отв</sub>	U <sub>н</sub> ,кВ	δU,%
4	101,9	−6	10,41	4,1
10	102,97	−6	10,52	5,2
12	107	−4	10,51	5,1
14	105,6	−5	10,58	5,8

Мы выбрали эти рабочие ответвления понижающих трансформаторов так как они обеспечивают поддержание требуемых отклонений напряжения на шинах 10,5 кВ подстанций во всех рассмотренных режимах работы.



## Список литературы

1. Основы проектирования систем электроснабжения. В.Д. Маньков, С-Петербург, 2010 г.
2. Электропитающие системы и электрические сети. В.Н. Костин, С-Петербург, 2007 г.
3. Правила устройства электроустановок (изд.7-е) – М.: Издательство НЦЭНАС, 2003 г..
4. Справочник по проектированию электрических сетей./Под ред. Д.Л. Файбисовича. Изд. 2-е, переработанное и дополненное. – М.: ЭНАС, 2007.
5. Электротехнический справочник / Под ред. В.Г. Герасимова, П.Г. Грудинского, В.А. Лабунцова и др. 7-е Изд. Том 3. Кн.1. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
6. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118-2003. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 №281.
7. Нормы технологического проектирования. «Проектирование электроснабжения промышленных предприятий». НТП ЭПП-94.
8. ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91) «Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов». Введен в действие с 01.01.2002 г. Минск (взамен ГОСТ 14209-85)
9. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. 278 тм-Т1 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 (№ ФСК ЕЭС). ОАО Энергосетьпроект, Москва, 2007 г.
10. Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий. ВНИПИ Тяжпромэлектропроект 1993 г.
11. Приказ от 22 февраля 2007 г. №49 Министерства промышленности и энергетики РФ «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения) с приложением «Предельные значения коэффициента реактивной мощности». 25 стр
12. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС). Стандарт организации. Приложение к приказу ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2009 №136. Москва 2009 г.



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) Шавралиева Максата Джетмишовича  
(фамилия, имя, отчество)

Группа ЭС-1-17

На тему: Проектирование районной электрической сети

Показатели	Критерии оценивания	Рейтинговая оценка (от 0 до 100 баллов)
1. Самостоятельность выполнения работы	Работа написана самостоятельно	15
	Работа носит частично самостоятельный характер	
	Работа носит не самостоятельный характер	
1. Содержание работы	Полностью соответствует выбранной теме	10
	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	10
	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	10
5. Наличие собственных выводов, рекомендаций и предложений, собственной позиции и ее аргументации	Да	15
	Нет	
6. Оформление работы	Соответствует полностью требованиям	10

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	
Итоговый балл		84

Отмеченные достоинства \_\_\_\_\_

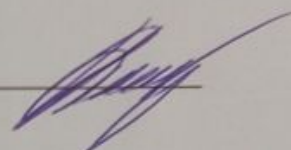
Отмеченные недостатки \_\_\_\_\_

Заключение \_\_\_\_\_

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

Дата: « 22 » 01 2021г.

Подпись \_\_\_\_\_





## Справка о проверке на наличие заимствований

Имя файла: Курсовой Проект.docx

Автор: Шавралиев М.Д.

Заглавие: ЭС-1-17

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: 70%

Оригинальные фрагменты: 69,97%

Обнаруженные заимствования: 30,03%

Цитирование: 0,00%

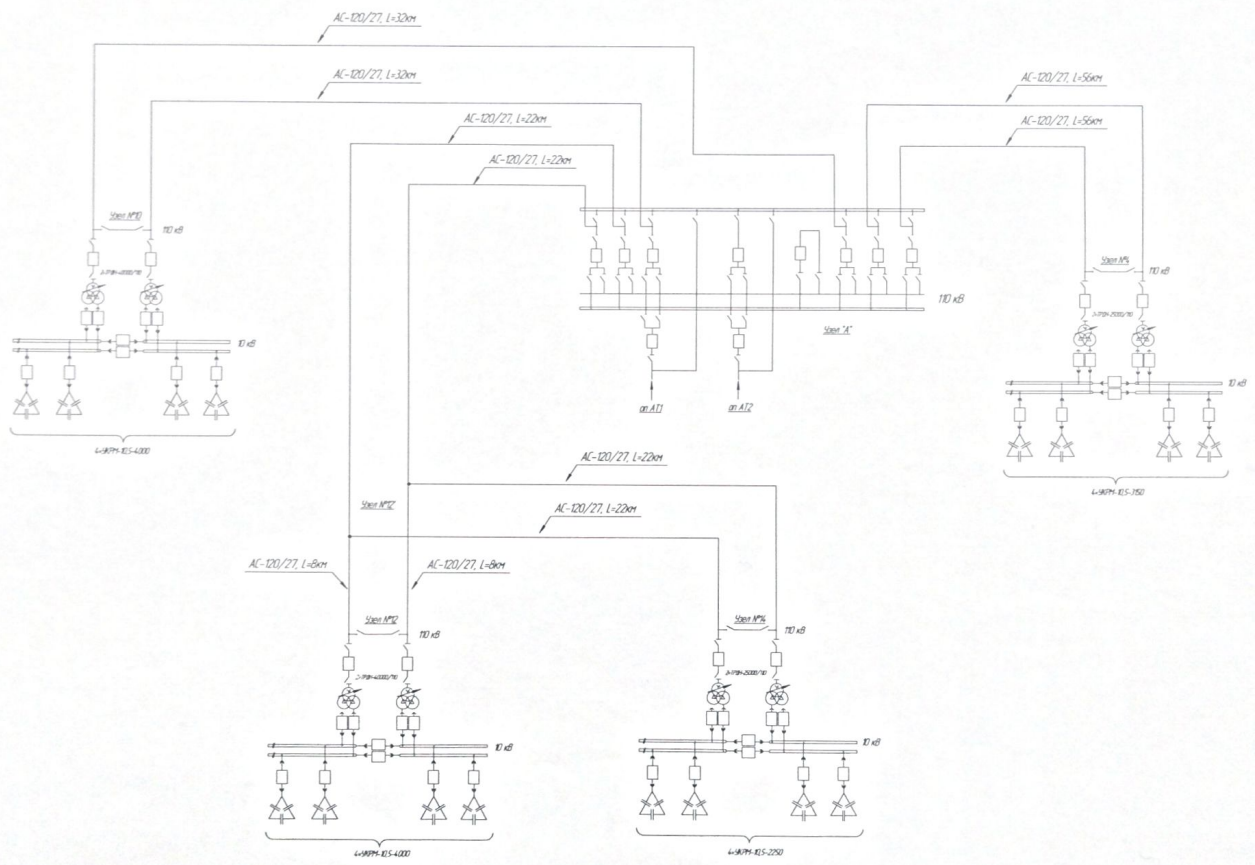
70%

30%

Работу проверил: Валиуллиная Д.М.

Дата: 13.01.2021

Подпись:



КП-13.03.02 Э-1-17 2021			
Исполнитель	Проверен	Утвержден	Дата
С.И.И.	В.И.И.	И.И.И.	11
Содержит	Электрической сети	И.И.И.	И.И.И.
Исполнитель	Утвержден	И.И.И.	И.И.И.
И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.

