



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:

Даутов Владимир Леонидович
обучающийся 4 курса группы ЭС-1-17
(подпись)

Руководитель работы:

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

Работа выполнена и
защищена с оценкой отлично Дата защиты 22.01.2021
(подпись руководителя) (дата)

Члены комиссии: С.П. Арп (должность) (подпись) Н.К. Сидорова (И.О. Фамилия)
Григорьев (должность) (подпись) А.Х. Садымов (И.О. Фамилия)

Казань, 2021 г.

Содержание

| | |
|--|----|
| 1.Проектирование районной электрической сети..... | 4 |
| 1.1. Исходные данные (Вариант 13) | 4 |
| 2.Выбор номинального напряжения электрической сети | 7 |
| 3.Баланс активной и реактивной мощности в электрической сети | 10 |
| 4.Выбор типа мощности и места установки компенсирующих устройств | 12 |
| 5. Выбор силовых трансформаторов понижающих подстанций | 15 |
| 6. Выбор сечения проводников воздушных линий электропередачи..... | 17 |
| Результаты представлены в таблице: | 21 |
| Результаты представлены в таблице: | 24 |
| 7. Выбор схем электрических подстанций | 25 |
| 7.2. Применение схем РУ 10 кВ на стороне НН | 27 |
| 8. Расчет технико-экономических показателей районной электрической сети ... | 27 |
| 9. Расчет режимов сети | 35 |
| 9.1. Максимальный режим..... | 35 |
| 9.1.1. Определение расчетной нагрузки ПС и расчет потерь в трансформаторах | 35 |
| 9.2. Расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линии | 38 |
| 9.2.1. Определение значения напряжения в узловых точках (в точках на стороне ВН) в максимальном режиме | 41 |
| 9.2.2. Регулирование напряжения в электрической сети в максимальном режиме..... | 41 |
| 9.3. Послеаварийный режим | 47 |
| 9.3.1. Определение значения напряжения в узловых точках в послеаварийном режиме..... | 49 |
| 9.3.2. Регулирование напряжения в электрической сети в послеаварийном режиме..... | 50 |
| Список литературы | 53 |

1. Проектирование районной электрической сети

1.1. Исходные данные (Вариант 13)

- Масштаб: в 1 клетке - 12 км;
- Коэффициент мощности на подстанции "А", отн.ед. 0,94;
- Напряжение на шинах подстанции "А", кВ: $U_{\text{макс}} = 117$ $U_{\text{авар}} = 109$;
- Число часов использования максимальной нагрузки $T_{\text{макс}} = 4800$ ч;
- Максимальная активная нагрузка на подстанции, МВт:

$$P_{\text{макс } 4} = 19, P_{\text{макс } 7} = 45, P_{\text{макс } 11} = 36, P_{\text{макс } 12} = 27;$$

- Коэффициенты мощности нагрузки на подстанциях имеют следующие значения:

$$\cos \varphi_4 = 0,79; \cos \varphi_7 = 0,82; \cos \varphi_{11} = 0,82; \cos \varphi_{12} = 0,78.$$

Были предложены 11 вариантов конфигурации районной электрической сети:

Схема №1
Выключателей 18; L=224км

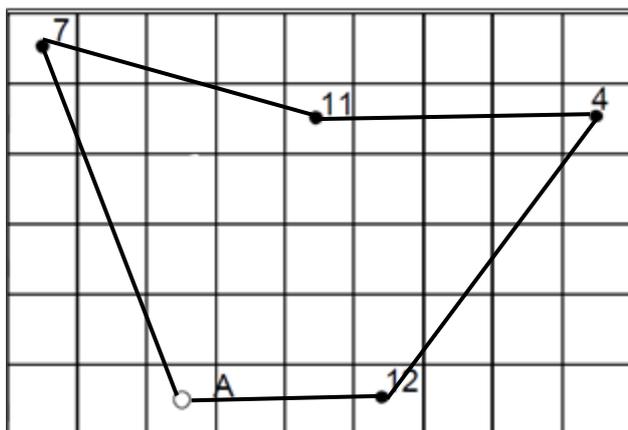


Схема №2
Выключателей 16; L=248

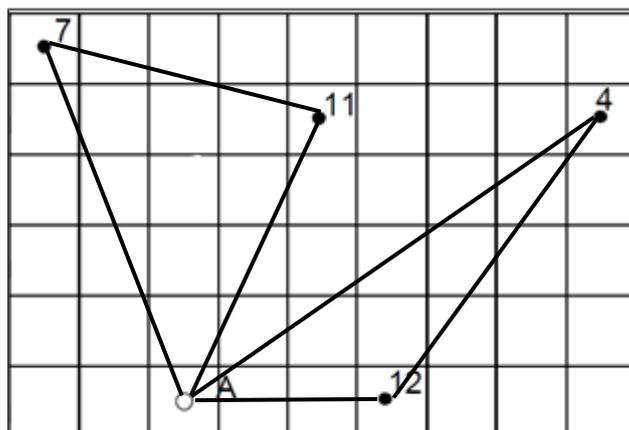


Схема №3
Выключателей 18; L=277км

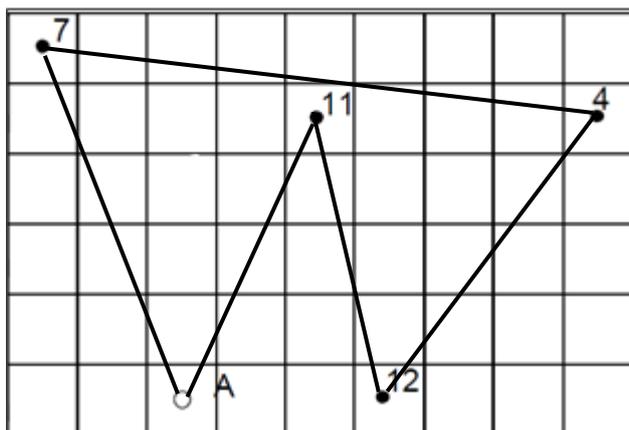


Схема №4
Выключателей 18; L=317км

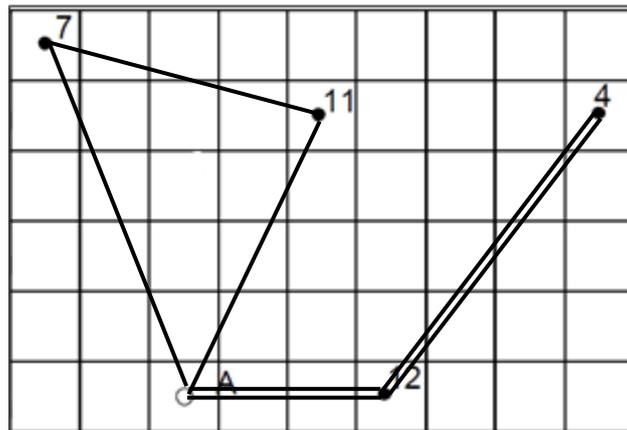


Схема №5
Выключателей 22; L=254

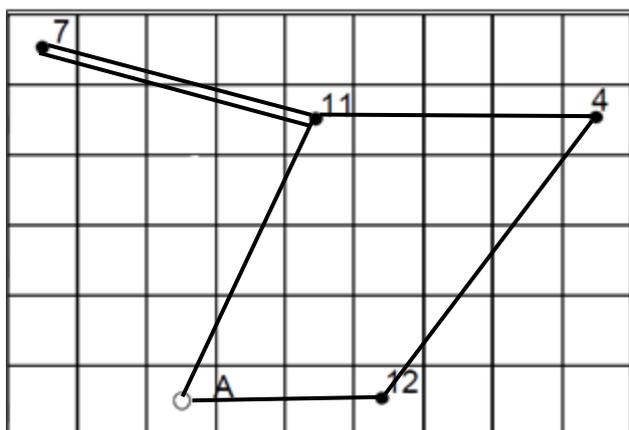


Схема №6
Выключателей 21; L=335

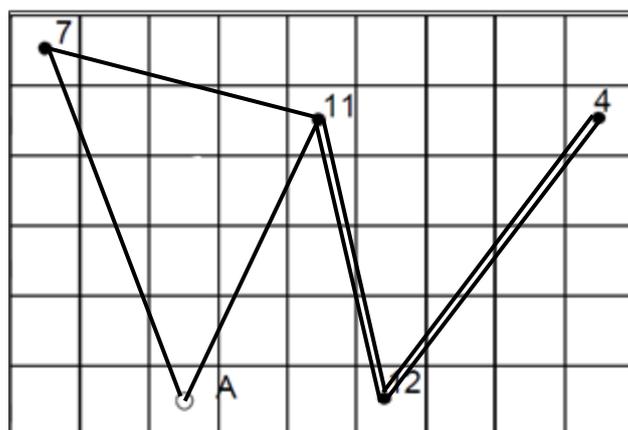


Схема №7
Выключателей 24; L=344

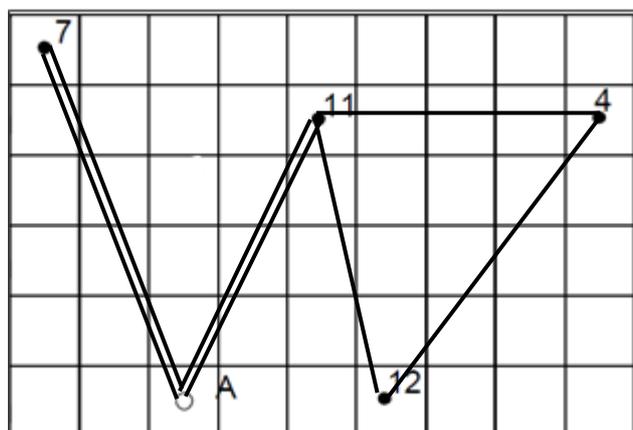


Схема №8
Выключателей 16; L=350

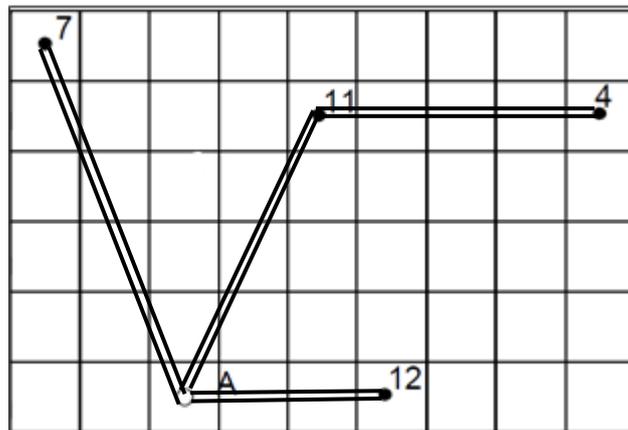


Схема №9
 Выключателей 16; L=340км

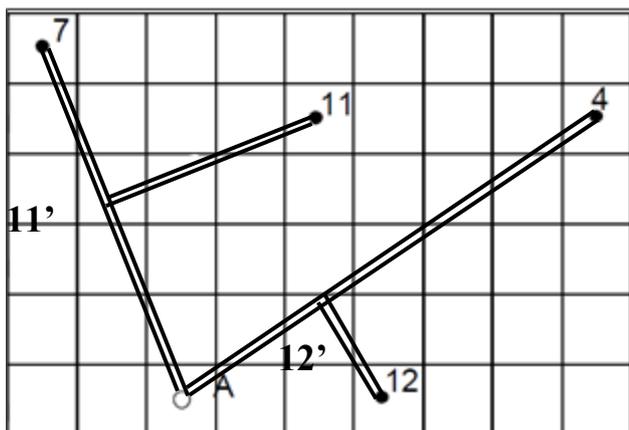


Схема №10
 Выключателей 16; L=358

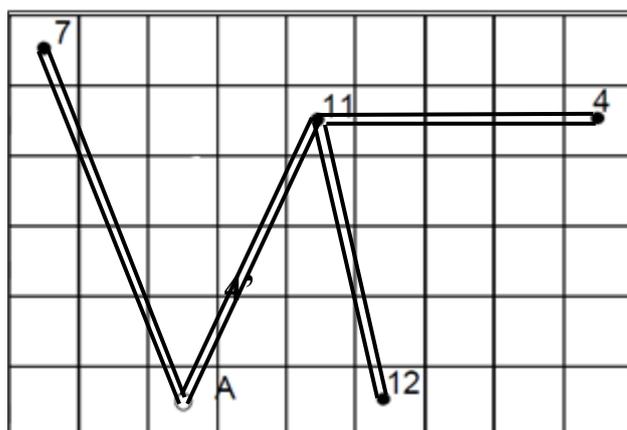
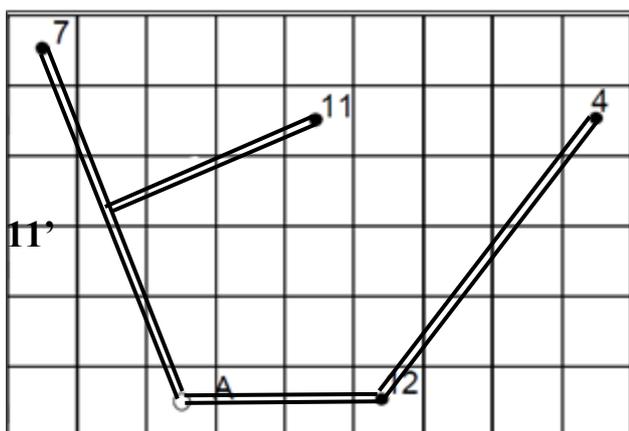


Схема №11
 Выключателей 16; L=342

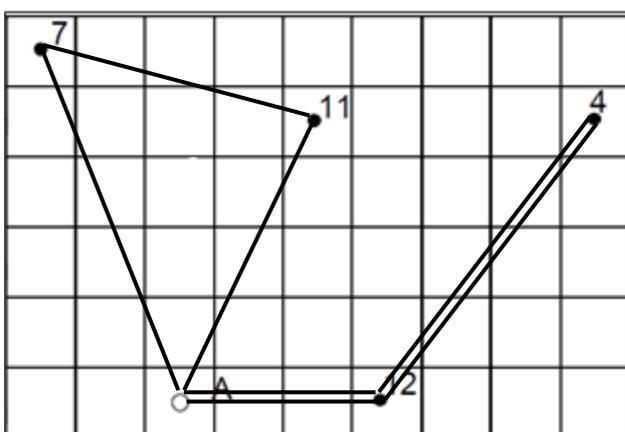


2. Выбор номинального напряжения электрической сети

Для выбранного варианта конфигурации электрической сети предварительно определим экономически целесообразное напряжение

Для этого необходимо определить длину линии и соответствующие передаваемые мощности:

Для схемы Вариант №1 (на рис. Схема №4) Выключателей 18



$$L_{A-12} = 30\text{км}; L_{7-11} = 42\text{км};$$

$$L_{12-4} = 55\text{км}; L_{A-11} = 47\text{км};$$

$$L_{A-7} = 58\text{км};$$

Рассчитаем потоки активных мощностей без учета потерь мощности.

Представим простейший замкнутый контур в виде линии с двухсторонним питанием и определим соответствующие мощности. Задаем направление мощности. Если при расчете получается отрицательное значение мощности, то меняется направление мощности.

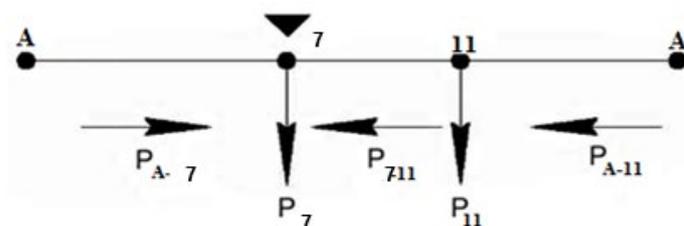


Рис.2.1

Точка потокораздела и направление мощностей контура А-7-11-А

Определим мощности, передаваемые по кольцевым линиям:

$$P_{A-7} = \frac{P_7 \cdot (L_{7-11} + L_{A-11}) + P_{11} \cdot L_{A-11}}{L_{A-7} + L_{7-11} + L_{A-11}} = \frac{45(42 + 47) + 36 \cdot 47}{58 + 42 + 47} = 38,7 \text{ МВт},$$

$$P_{A-11} = \frac{P_{11} \cdot (L_{7-11} + L_{A-7}) + P_7 \cdot L_{A-7}}{L_{A-7} + L_{7-11} + L_{A-11}} = \frac{45(42 + 58) + 45 \cdot 58}{58 + 42 + 47} = 41,2 \text{ МВт},$$

По первому закону Кирхгофа определим распределение мощности

$$P_{7-11} = P_{A-11} - P_{11} = 47,11 - 36 = -11,11 \text{ МВт},$$

Определим мощности, передаваемые по двухцепным линиям:

$$P_{A-12} = \frac{P_{12} + P_4}{2} = \frac{27 + 19}{2} = 23 \text{ МВт},$$

$$P_{12-4} = \frac{P_{12}}{2} = \frac{19}{2} = 9,5 \text{ МВт},$$

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{НОМ,12-4}^{\text{Э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{4-12}} + \frac{2500}{P_{4-12}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{55} + \frac{2500}{9,5}}} = 60 \text{ кВ},$$

$$U_{НОМ,A-12}^{\text{Э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-12}} + \frac{2500}{P_{A-11}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{30} + \frac{2500}{23}}} = 89,3 \text{ кВ},$$

$$U_{НОМ,A-7}^{\text{Э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-7}} + \frac{2500}{P_{A-7}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{58} + \frac{2500}{38,7}}} = 116,8 \text{ кВ},$$

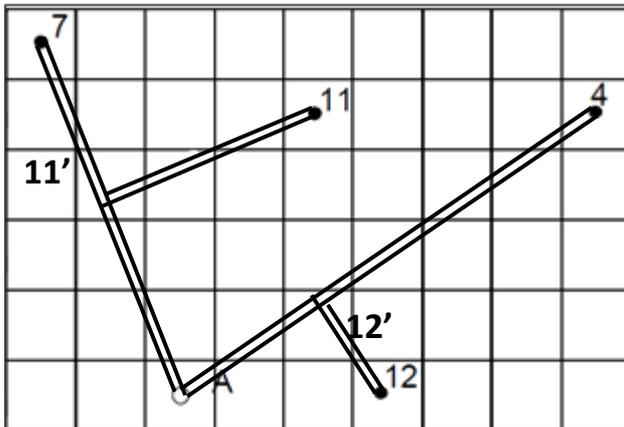
$$U_{НОМ,A-11}^{\text{Э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-11}} + \frac{2500}{P_{A-11}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{47} + \frac{2500}{41,2}}} = 118,41 \text{ кВ},$$

$$U_{НОМ,7-11}^{\text{Э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{7-11}} + \frac{2500}{P_{7-11}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{42} + \frac{2500}{11,11}}} = 64,9 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{СР}} = 89,8 \text{ кВ}$$

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

Для схемы Вариант №2 (на рис. Схема №9) Выключателей 16



$$L_{A-7} = 58\text{км}; L_{11'-11} = 28\text{км};$$

$$L_{A-4} = 63\text{км}; L_{12'-12} = 21\text{км};$$

Рассчитаем перетоки активных мощностей без учета потерь мощности.

Представим простейший замкнутый контур в виде линии с двухсторонним питанием и определим соответствующие мощности. Задаем направление мощности. Если при расчете получается отрицательное значение мощности, то меняется направление мощности.

Точка потоко раздела и направление мощностей контура А-7-4-А

Определим мощности, передаваемые по двухцепным линиям:

$$P_{A-11'} = \frac{P_7 + P_{11}}{2} = \frac{45 + 36}{2} = 40,5 \text{ МВт},$$

$$P_{11'-11} = \frac{P_{11}}{2} = \frac{28}{2} = 14 \text{ МВт},$$

$$P_{11'-7} = \frac{P_7}{2} = \frac{45}{2} = 22,5 \text{ МВт},$$

$$P_{A-12'} = \frac{P_4 + P_{12}}{2} = \frac{19 + 27}{2} = 23 \text{ МВт},$$

$$P_{12'-12} = \frac{P_{12}}{2} = \frac{27}{2} = 13,5 \text{ МВт},$$

$$P_{12'-4} = \frac{P_4}{2} = \frac{19}{2} = 9,5 \text{ МВт},$$

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются

$$U_{\text{НОМ,А-7}}^{\text{Э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{\text{А-7}}} + \frac{2500}{P_{11'-7}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{58} + \frac{2500}{22,5}}} = 91,3 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{НОМ,11'-11}}^{\text{Э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{11'-11}} + \frac{2500}{P_{11-11}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{28} + \frac{2500}{14}}} = 71,3 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{НОМ,А-4}}^{\text{Э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{\text{А-4}}} + \frac{2500}{P_{12'-4}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{63} + \frac{2500}{9,5}}} = 60,7 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{НОМ,12'-2}}^{\text{Э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_{12'-12}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{21} + \frac{2500}{13,5}}} = 69,1 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{СР}} = 73,1 \text{ кВ}$$

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

3. Баланс активной и реактивной мощности в электрической сети

Наибольшая суммарная активная мощность, потребляемая в проектируемой сети, составляет

$$P_{\text{П,нб}} = k_0(P) \sum_{i=1}^n P_{\text{нб},i} + \Delta_* P_c \sum_{i=1}^n P_{\text{нб},i} = (k_0(P) + \Delta_* P_c) \sum_{i=1}^n P_{\text{нб},i} \quad (3.1.)$$

Где $P_{\text{нб},i}$ – наибольшая активная нагрузка подстанции i , $i = 1, 2, \dots, n$; $k_0(P) = 0,95 - 0,96$ – коэффициент одновременности наибольших нагрузок подстанций; $\Delta_* P_c = 0,05$ – суммарные потери мощности в сети в долях от суммарной нагрузки подстанций.

Согласно данной формуле (3.1.) определим наибольшую суммарную активную мощность, потребляемую в проектируемой сети, зная, что

$$k_0 = 0,95, \Delta_* P_c = 0,05:$$

$$P_{\Pi, \text{нб}} = (0,95 + 0,05)(19 + 45 + 36 + 27) = 125,7 \text{ МВт.}$$

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

$$Q_{\text{нб},i} = P_{\text{нб},i} \cdot \operatorname{tg} \phi_i, \quad (3.2.)$$

$$S_{\text{нб},i} = \sqrt{P_{\text{нб},i}^2 + Q_{\text{нб},i}^2}, \quad (3.3.)$$

Где $P_{\text{нб},i}$ – максимальная активная нагрузка i -ого узла.

Наибольшую реактивную нагрузку i -го узла:

$$Q_{\text{нб},4} = P_{\text{нб},4} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \phi_4) = 19 \cdot 0,78 = 14,82 \text{ Мвар,}$$

$$Q_{\text{нб},7} = P_{\text{нб},7} \cdot \operatorname{tg} \phi_7 = 45 \cdot 0,70 = 31,5 \text{ Мвар,}$$

$$Q_{\text{нб},11} = P_{\text{нб},11} \cdot \operatorname{tg} \phi_{11} = 36 \cdot 0,70 = 25,2 \text{ Мвар,}$$

$$Q_{\text{нб},12} = P_{\text{нб},12} \cdot \operatorname{tg} \phi_{12} = 27 \cdot 0,80 = 21,6 \text{ Мвар,}$$

Наибольшую полную нагрузку i -го узла

$$S_{\text{нб},4} = \sqrt{P_{\text{нб},4}^2 + Q_{\text{нб},4}^2} = \sqrt{19^2 + 14,8^2} = 33,8 \text{ МВ} \cdot \text{А,}$$

$$S_{\text{нб},7} = \sqrt{P_{\text{нб},7}^2 + Q_{\text{нб},7}^2} = \sqrt{45^2 + 31,5^2} = 76,5 \text{ МВ} \cdot \text{А,}$$

$$S_{\text{нб},11} = \sqrt{P_{\text{нб},11}^2 + Q_{\text{нб},11}^2} = \sqrt{36^2 + 25,2^2} = 61,2 \text{ МВ} \cdot \text{А,}$$

$$S_{\text{нб},12} = \sqrt{P_{\text{нб},12}^2 + Q_{\text{нб},12}^2} = \sqrt{27^2 + 21,6^2} = 48,6 \text{ МВ} \cdot \text{А,}$$

Для оценки потерь реактивной мощности в трансформаторах воспользуемся формулой

$$\Delta Q_{T,\Sigma} = 0,1 \Sigma \Sigma_{i=1}^n \alpha_{T,i} S_{\text{нб},i} \quad (3.4.)$$

где $\alpha_{T,i}$ - количество трансформаций напряжений от источника до потребителей в i -м пункте сети.

$$\Delta Q_{T,\Sigma} = 0,1(1(33,8 + 76,5 + 61,2 + 48,6)) = 22,1 \text{ Мвар.}$$

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

Наибольшую суммарную реактивную мощность, потребляемую с шин электростанции или районной подстанции, являющихся источниками питания для проектируемой сети, определим по следующей формуле. Для воздушных линий 110кВ в первом приближении допускается принимать равными потери и генерации реактивной мощности в линиях, т.е

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

Следовательно

$$Q_{П,нб} = 0,98(14,82 + 31,5 + 25,2 + 21,6) + 22,1 = 113,3 \text{ Мвар.}$$

4.Выбор типа мощности и места установки компенсирующих устройств

Для выбора компенсирующих устройств необходимо ознакомиться с разделами 2.3 и 2.4 части I методических указаний. Выбор компенсирующих устройств проводится по двум условиям. Первое условие: необходимо определить мощности конденсаторных батарей по условию баланса реактивной мощности в системе. Полученное значение суммарной потребляемой реактивной мощности сравниваем со значением реактивной мощности Q_c , которую целесообразно получать из системы в проектируемую сеть, удовлетворяющей балансу реактивной мощности в системе:

$$Q_c = \sum_{i=1}^n P_{нб,i} \cdot tg\phi_c \quad (4.1.)$$

где $\cos \phi = 0,94$ - коэффициент мощности на подстанции "А".

$$\cos \phi_A = 0,94 \Rightarrow tg(\arccos \phi) \Rightarrow tg\phi_A = 0,36$$

$$Q_c = 122,7 \cdot 0,36 = 45,25 \text{ Мвар.}$$

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

$$Q_{K\Sigma} = Q_{\text{п,нб}} - Q_c \quad (4.2.)$$

$$Q_{K\Sigma} = 113,3 - 45,25 = 68,05 \text{ Мвар.}$$

Определим мощность конденсаторных батарей, которые должны быть установлены на каждой подстанции:

Так как проектируется сеть 110/10кВ, то базовый экономический коэффициент реактивной мощности, $(\arccos 0,94) = 0,36$

$$Q_{k,i} = P_{\text{нб},i} \cdot (tg\phi_i - tg\phi_A) \quad (4.3.)$$

$$Q_{k,4} = 19(0,78 - 0,36) = 7,98 \text{ Мвар,}$$

$$Q_{k,7} = 45(0,70 - 0,36) = 15,3 \text{ Мвар,}$$

$$Q_{k,11} = 36(0,70 - 0,36) = 12,24 \text{ Мвар,}$$

$$Q_{k,12} = 27(0,80 - 0,36) = 11,88 \text{ Мвар,}$$

Исходя из этого условия, на каждой подстанции должны быть установлены конденсаторные батареи мощностью:

$$Q_{k,i} = P_{\text{нб},i} \cdot (tg\phi_i - tg\phi_{\text{э}}) \quad (4.4.)$$

$$Q_{k,4} = 19(0,78 - 0,3) = 9,12 \text{ Мвар,}$$

$$Q_{k,7} = 45(0,70 - 0,3) = 18 \text{ Мвар,}$$

$$Q_{k,11} = 36(0,70 - 0,3) = 14,4 \text{ Мвар,}$$

$$Q_{k,12} = 27(0,80 - 0,3) = 13,5 \text{ Мвар,}$$

Таблица 4.1

| № узла | Количество КУ | Тип КУ |
|--------|---------------|--------------------|
| 4 | 4 | УКРМ – 10,5 – 2250 |
| 7 | 4 | УКРМ – 10,5 – 4550 |
| 11 | 4 | УКРМ – 10,5 – 3650 |
| 12 | 4 | УКРМ – 10,5 – 3350 |

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

$$Q_i = Q_{нб,i} - Q_{k,i} \quad (4.5.)$$

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

$$Q_4 = 14,82 - 9,12 = 5,7 \text{ Мвар,}$$

$$Q_7 = 31,5 - 18 = 13,5 \text{ Мвар,}$$

$$Q_{11} = 25,2 - 14,4 = 10,8 \text{ Мвар,}$$

$$Q_{12} = 21,6 - 13,5 = 8,1 \text{ Мвар,}$$

Полная мощность в узлах с учетом компенсирующих устройств:

$$S_i = \sqrt{P_{нб,i}^2 + Q_{i,i}^2}, \quad (4.6.)$$

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

$$S_4 = \sqrt{19^2 + 5,7^2} = 19,83 \text{ МВ} \cdot \text{А,}$$

$$S_7 = \sqrt{45^2 + 13,5^2} = 46,9 \text{ МВ} \cdot \text{А,}$$

$$S_{11} = \sqrt{36^2 + 10,8^2} = 37,5 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$S_{12} = \sqrt{27^2 + 8,1^2} = 28,1 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

5. Выбор силовых трансформаторов понижающих подстанций

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

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 [2, табл. П7] выбираем соответствующие типы трансформатора.

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

S_i – мощность, потребляемая в узлах (на подстанциях) из системы, т.е. с учетом установки КУ:

$$\text{– для ПС № 4 : } S_{\text{расч.тр1}} = \frac{S_1}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{19,83}{1,1} = 18,0 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\text{– для ПС № 7: } S_{\text{расч.тр2}} = \frac{S_2}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{46,9}{1,1} = 42,63 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\text{– для ПС № 11: } S_{\text{расч.тр3}} = \frac{S_3}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{37,5}{1,1} = 34,09 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\text{– для ПС № 12: } S_{\text{расч.тр4}} = \frac{S_4}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{28,1}{1,1} = 25,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Результаты выбора трансформаторов приведены в табл. 5.1

Таблица 5.1

| Номер узла | Полная мощность в узле, МВ·А | Расчетная мощность одного трансформатора | Принятые количество, тип и мощность трансформаторов |
|------------|------------------------------|--|---|
| 4 | 19,83 | 18,02 | 2 × ТРДН – 25000/110 |
| 7 | 46,9 | 42,63 | 2 × ТРДЦН – 63000/110 |
| 11 | 37,5 | 34,09 | 2 × ТРДН – 40000/110 |
| 12 | 28,1 | 25,5 | 2 × ТРДН – 25000/110 |

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

Таблица 5.2

Данные трехфазных двухобмоточных трансформаторов

| Справочные данные | ТРДН – 25000/110 | ТРДЦН – 63000/110 | ТРДН – 40000/110 | ТРДН – 25000/110 |
|-------------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| $S_{ном}, МВ \cdot А$ | 25 | 63 | 40 | 25 |
| Пределы регулирования на стороне ВН | $\pm 9 \times 1,78\%$ |
| $U_{номВН}, кВ$ | 115 | 115 | 115 | 115 |
| $U_{номНН}, кВ$ | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 10,5 |
| $U_{кВН-НН}, \%$ | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 10,5 |
| $U_{кВН-НН1 (ВН-НН2)}, \%$ | 20 | 20 | 20 | 20 |
| $\Delta P_k, кВт$ | 120 | 260 | 172 | 120 |
| $\Delta P_x, кВт$ | 27 | 59 | 36 | 27 |
| $I_x, \%$ | 0,7 | 0,6 | 0,65 | 0,7 |

6. Выбор сечения проводников воздушных линий электропередачи

Определим распределение полной мощности в проектируемой сети.

Вариант I

Рассмотрим линию (А-7-11-А):

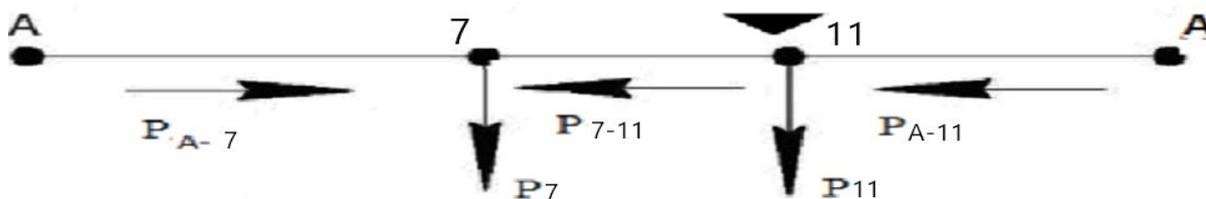


Рис.6.1

$$S_{A-7} = \frac{S_7 \cdot (L_{7-11} + L_{11-A}) + S_{11} \cdot L_{A-11}}{L_{A-7} + L_{7-11} + L_{A-11}} = \frac{46,9(42 + 47) + 37,5 \cdot 47}{58 + 42 + 47} = 40,3 \text{ MBm},$$

$$S_{A-11} = \frac{S_{11} \cdot (L_{7-11} + L_{A-7}) + S_7 \cdot L_{A-7}}{L_{A-7} + L_{7-11} + L_{A-11}} = \frac{37,5(42 + 58) + 46,9 \cdot 58}{58 + 42 + 47} = 44 \text{ MBm}.$$

По первому закону Кирхгофа определим переток мощности S_{3-6} :

$$S_{7-11} = S_{A-11} - S_{11} = 44 - 37,5 = 6,5 \text{ MBm}.$$

Далее рассмотрим двухцепные линии (А-12; 12-4)

$$S_{A-12} = \frac{S_{12} + S_4}{2} = \frac{28,1 + 19,83}{2} = 23,9 \text{ MBm}$$

$$S_{12-4} = \frac{S_4}{2} = \frac{19,83}{2} = 9,91 \text{ MBm}$$

Расчетная токовая нагрузка одноцепных линий в нормальном режиме.

Расчетную токовую нагрузку определим по формуле:

$$I_p = I_{н6} \alpha_i \alpha_t \quad (6.1)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии, для линий 110 – 220кВ принимается равным 1,05;

α_t - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_{\max} . Выбирается по [4, табл. 4.9]. $\alpha_t = 1$

В нормальном режиме работы сети наибольший ток равен :

$$I_{\text{нб},i} = \frac{S_i}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \quad (6.2.)$$

Расчетная токовая нагрузка линии А – 7 в нормальном режиме:

В линии (А-7)

$$I_{\text{р.А-7}} = \frac{S_{\text{А-7}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{40,3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 199 \text{ A}$$

В линии (А-11)

$$I_{\text{р.А-11}} = \frac{S_{\text{А-11}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{44 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 218 \text{ A}$$

В линии (7-11)

$$I_{\text{р.7-11}} = \frac{S_{7-11}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{6,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 32,2 \text{ A}$$

Расчет для двухцепных линий (А-12)

$$I_{\text{р.А-12}} = \frac{S_{\text{А-12}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{23,9 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 118 \text{ A}$$

В линии (12-4)

$$I_{\text{р.12-4}} = \frac{S_{12-4}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{9,9 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 49,1 \text{ A}$$

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

$$F_i = \frac{I_{\text{р}i}}{J_{\text{э}}} \quad (6.3.)$$

Для одноцепных линий

$$F_{\text{А-7}} = \frac{I_{\text{р.А-7}}}{J_{\text{э}}} = \frac{199}{1,1} = 180 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-11} = \frac{I_{PA-11}}{J_{\vartheta}} = \frac{218}{1,1} = 198 \text{ мм}^2$$

$$F_{7-11} = \frac{I_{p7-11}}{J_{\vartheta}} = \frac{32,2}{1,1} = 29,2 \text{ мм}^2$$

Для двухцепных линий

$$F_{A-12} = \frac{I_{PA-12}}{J_{\vartheta}} = \frac{118}{1,1} = 107 \text{ мм}^2$$

$$F_{12-4} = \frac{I_{P12-4}}{J_{\vartheta}} = \frac{49,1}{1,1} = 44,6 \text{ мм}^2$$

Для А-7: АС-185/29,

Для А-11: АС-240/39,

Для 7-11: АС-120/19,

Для А-12: АС-120/19,

Для 12-4: АС-120/19.

Далее надо провести проверку выбранного сечения по условиям нагрева проводов ВЛ в послеаварийном режиме. Проверка выбранных сечений по допустимому нагреву осуществляется по формуле: $I_p^{авар} \leq I_{дон}$,

$$I_p^{авар} = \frac{S_i}{\sqrt{3} U_{НОМ}} \alpha_i \alpha_t \quad (6.4.)$$

где $I_p^{авар}$ - наибольший ток в послеаварийном режиме, А;

$I_{дон}$ - допустимый ток по нагреву, А.

Наибольшая токовая нагрузка в послеаварийном режиме будет иметь место при отключении одной цепи линии.

Рассмотрим кольцо А-7-11-А:

-обрыв линии А-7 (наиболее нагруженной будет линия А-11)

$$I_{PA-11}^{авар} = \frac{S_{A-11}^{авар}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{84,4 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 418 \text{ А}$$

-при обрыве линии (А-11)

$$S^{\text{авар}}_{A-7} = S_7 + S_{11} = 46,9 + 37,5 = 84,4 \text{ МВ} \cdot A$$

$$I^{\text{авар}}_{PA-7} = \frac{S^{\text{авар}}_{A-7}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{84,4 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 418 A$$

-при обрыве линии (11-7)

$$S^{\text{авар}}_{11-7} = S_7 = 46,9 \text{ МВ} \cdot A$$

$$I^{\text{авар}}_{P11-7} = \frac{S^{\text{авар}}_{11-7}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{46,9 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 232,6 A$$

Затем рассмотрим двухцепные линии (А-12 и 12-4)

-обрыв одной из цепей (А-12)

$$S^{\text{авар}}_{A-12} = S_{12} + S_4 = 28,1 + 19,83 = 48 \text{ МВ} \cdot A$$

$$I^{\text{авар}}_{PA-12} = \frac{S^{\text{авар}}_{A-12}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{48 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 238 A$$

-обрыв одной из цепей (12-4)

$$S^{\text{авар}}_{12-4} = S_4 = 19,83 \text{ МВ} \cdot A$$

$$I^{\text{авар}}_{P12-4} = \frac{S^{\text{авар}}_{12-4}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{19,83 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 98,3 A$$

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

- Для А - 11: $418 A > I_{\text{доп}} = 610 A$ для АС–240/39;
- Для А - 7: $418 A > I_{\text{доп}} = 510 A$ для АС–185/29;
- Для 11-7: $232 A > I_{\text{доп}} = 390 A$ для АС–120/19;
- Для А -12: $238 A > I_{\text{доп}} = 390 A$ для АС–120/19;
- Для 12-4: $98,3 A > I_{\text{доп}} = 390 A$ для АС–120/19.

Результаты представлены в таблице:

Таблица 6.1

| | | | | | |
|---------------------|-----------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Линия | A-7 | A-11 | 7-11 | A-12 | 12-4 |
| $I_{p,i}, A$ | 199 | 218 | 32,2 | 118 | 49,1 |
| Марка провода | АС-240/39 | АС – 185/29 | АС – 120/19 | АС – 120/19 | АС – 120/19 |
| $I_{p,i}^{авар}, A$ | 418 | 418 | 232,6 | 238 | 98,3 |
| $I_{дон,i}, A$ | 610 | 510 | 390 | 390 | 390 |

Аналогично проведем и для второго варианта:

Вариант II

Линия A-11'

$$S_{A-11'} = \frac{S_7 + S_{11}}{2} = \frac{46,9 + 37,5}{2} = 42,2 \text{ МВт},$$

Линия 11'-11

$$S_{11'-11} = \frac{S_{11}}{2} = \frac{37,5}{2} = 18,75 \text{ МВт},$$

Линия 11'-7

$$S_{11'-7} = \frac{S_7}{2} = \frac{46,9}{2} = 23,45 \text{ МВт},$$

Линия A-12'

$$S_{A-12'} = \frac{S_4 + S_{12}}{2} = \frac{19,83 + 28,1}{2} = 24 \text{ МВт},$$

Линия 12'-12

$$S_{12'-12} = \frac{S_{12}}{2} = \frac{28,1}{2} = 14,05 \text{ МВт},$$

Линия 12'-4

$$S_{12'-4} = \frac{S_4}{2} = \frac{19,83}{2} = 9,9 \text{ МВт},$$

Далее определим расчетную токовую нагрузку по каждой цепи двух-цепных линий.

В нормальном режиме работы сети наибольший ток в двухцепной линии

равен:

$$I_{P_{11'-11}} = \frac{S_{11'-11}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \cdot \alpha_t = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{18,75 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 93 A$$

$$I_{P_{A-11'}} = \frac{S_{A-11'}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \cdot \alpha_t = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{42,2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 209 A$$

$$I_{P_{11'-7}} = \frac{S_{11'-7}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \cdot \alpha_t = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{23,45 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 116 A$$

$$I_{P_{12'-12}} = \frac{S_{12'-12}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \cdot \alpha_t = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{14,05 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 69 A$$

$$I_{P_{12'-4}} = \frac{S_{12'-4}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \cdot \alpha_t = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9,9 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 49 A$$

$$I_{P_{A-12'}} = \frac{S_{A-12'}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \cdot \alpha_t = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{24 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 119 A$$

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

$$F_{11'-11} = \frac{I_{P_{11'-11}}}{J_{\text{э}}} = \frac{93}{1,1} = 84 \text{ мм}^2$$

$$F_{11'-7} = \frac{I_{P_{11'-7}}}{J_{\text{э}}} = \frac{116}{1,1} = 105 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-12'} = \frac{I_{P_{A-12'}}}{J_{\text{э}}} = \frac{119}{1,1} = 108 \text{ мм}^2$$

$$F_{12'-12} = \frac{I_{P_{12'-12}}}{J_{\text{э}}} = \frac{69}{1,1} = 62 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-11'} = \frac{I_{P_{A-11'}}}{J_{\text{э}}} = \frac{209}{1,1} = 190 \text{ мм}^2$$

$$F_{12'-4} = \frac{I_{P_{12'-4}}}{J_{\text{э}}} = \frac{49}{1,1} = 44 \text{ мм}^2$$

– Для А - 11': АС – 240/39;

– Для 11'-11: АС – 120/19;

- Для 11'-7: AC – 120/19;
- Для А-12': AC – 120/19;
- Для 12'-12: AC – 120/19;
- Для 12'-4: AC – 120/19.

Проверка выбранных сечений по допустимому нагреву осуществляется по формуле: $I_p^{авар} \leq I_{дон}$,

где $I_p^{авар}$ - наибольший ток в послеаварийном режиме, А;
 $I_{дон}$ - допустимый ток по нагреву, А.

-при обрыве линии (А-11')

$$S^{авар}_{А-11'} = S_7 + S_{11} = 46,9 + 37,5 = 84,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I^{авар}_{РА-11'} = \frac{S^{авар}_{А-11'}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{84,4 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 418 \text{ А}$$

.

-при обрыве линии (11'-11)

$$S^{авар}_{11'-11} = S_{11'} = 37,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I^{авар}_{Р11'-11} = \frac{S^{авар}_{11'-11}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{37,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 185 \text{ А}$$

-при обрыве линии (11'-7)

$$S^{авар}_{11'-7} = S_7 = 46,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I^{авар}_{Р11'-7} = \frac{S^{авар}_{11'-7}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{46,9 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 232 \text{ А}$$

-при обрыве линии (А-12')

$$S^{авар}_{А-12'} = S_4 + S_{12} = 19,83 + 28,1 = 48 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I^{авар}_{РА-12'} = \frac{S^{авар}_{А-12'}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{48 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 238 \text{ А}$$

-при обрыве линии (12'-12)

$$S^{авар}_{12'-12} = S_{12} = 28,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{\text{авар}}^{P1\backslash 2'-12} = \frac{S_{\text{авар}}^{12'-12}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{28,1 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 139 \text{ A}$$

-при обрыве линии (12'-4)

$$S_{\text{авар}}^{12'-4} = S_4 = 19.83 \text{ МВ} \cdot A$$

$$I_{\text{авар}}^{P1\backslash 2'-4} = \frac{S_{\text{авар}}^{12'-4}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{19.83 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 98 \text{ A}$$

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

- Для А - 11': 418 А > I_{доп} = 610 А для АС–240/39;
- Для 11'-11: 185 А > I_{доп} = 390 А для АС–120/19;
- Для 11'-7: 232 А > I_{доп} = 390 А для АС–120/19;
- Для А - 12': 238 А > I_{доп} = 390 А для АС–120/19;
- Для 12'-12: 139 А > I_{доп} = 390 А для АС–120/19;
- Для 12'-4: 98 А > I_{доп} = 390 А для АС–120/19.

Результаты представлены в таблице:

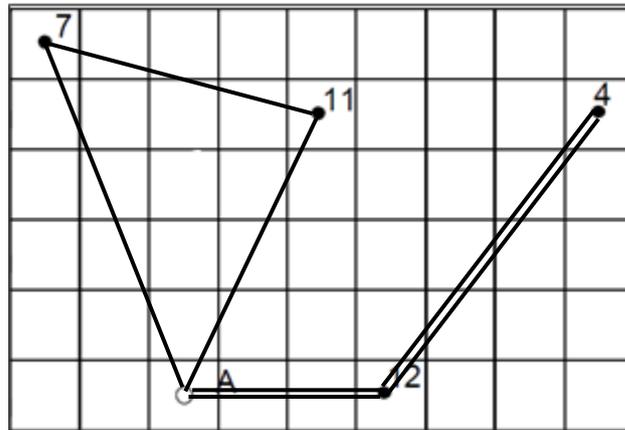
Таблица 6.2

| Линия | А – 11' | 11'-11 | 11'-7 | А – 12' | 12'-12 | 12'-4 |
|----------------------------|-----------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| $I_{p,i}, A$ | 209 | 93 | 116 | 119 | 69 | 49 |
| Марка провода | АС-240/39 | АС – 120/19 |
| $I_{p,i}^{\text{авар}}, A$ | 418 | 185 | 232 | 238 | 139 | 98 |
| $I_{\text{доп},i}, A$ | 610 | 390 | 390 | 390 | 390 | 390 |

7. Выбор схем электрических подстанций

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

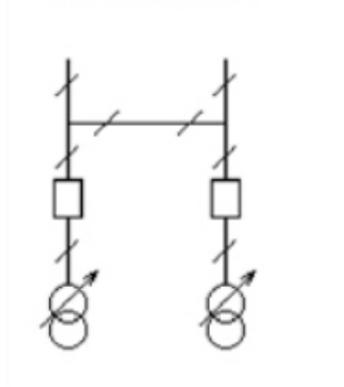
Вариант I



Для ПС № 12 принимаем схему № 12 одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин.

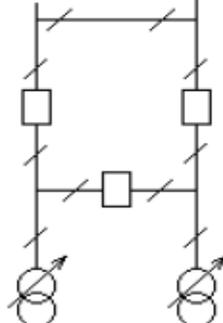
Для ПС № 4 выбирают схему «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» № 4Н

Рис 7.1
Схема «4Н»

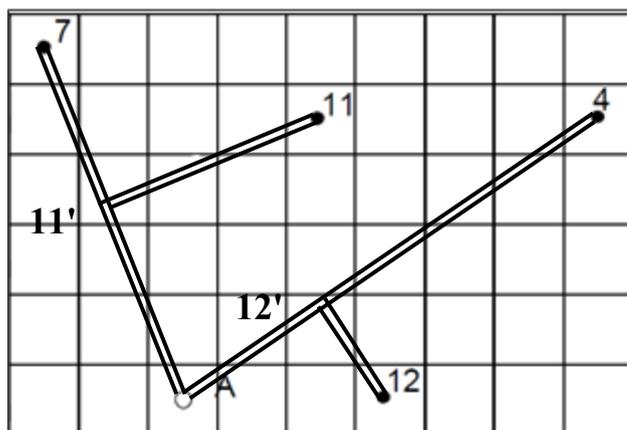


Для ПС № 7 и 11 выбирают схему «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» № 5Н

Рис 7.2



Вариант II



Для ПС № 7, 11, 12, 4 выбирают схему «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» № 4Н

Для пункта питания А 13Н выбирают схему «две рабочие секционированные системы шин с обходным выключателем».

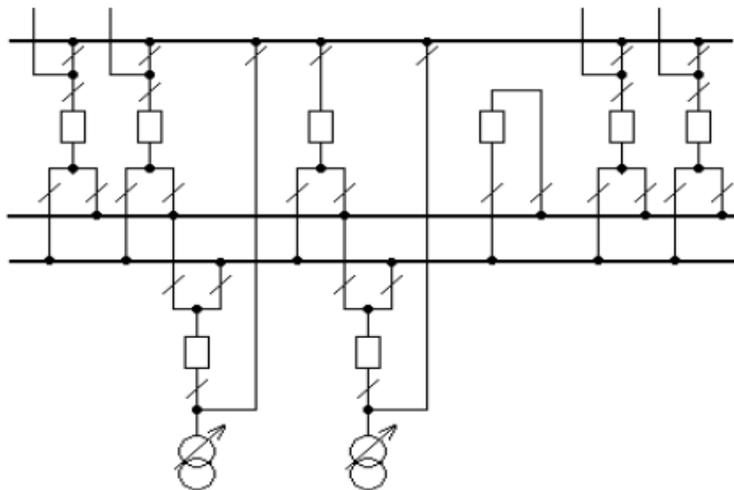


Рис 7.3

7.2. Применение схем РУ 10 кВ на стороне НН

Для обоих вариантов на стороне НН ПС № 7,11,12,4 принять схему две одиночные секционированные с выключателями системы шин так как на всех ПС стоят по 2 трансформатора с расщепленной обмоткой

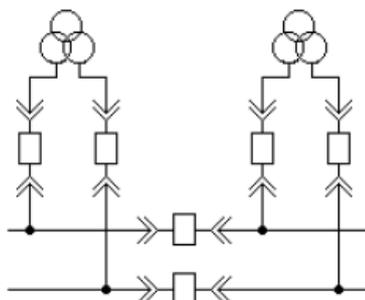


Рис.7.2.1 Таблица 7.2.1

| Вариант | А | 7 | 11 | 12 | 4 |
|-----------|--------|----|----|----|----|
| I | 10(6)2 | 5Н | 5Н | 12 | 4Н |
| II | 10(6)2 | 4Н | 4Н | 4Н | 4Н |

8. Расчет технико-экономических показателей районной электрической сети

Определим капитальные вложения на сооружение воздушных линий электропередачи по формуле (базисные показатели стоимости ВЛ приведены в ценах 2000 г., коэффициент индексации цен на текущий 2020 год), используя [4, табл.7.4]

При сравнении вариантов допускается учитывать капиталовложения только по отличающимся в вариантах элементам электроустановки.

Технико-экономический расчет энергетике базируется на использовании формулы расчетных (приведенных) затрат.

Вариант I

Определим капитальные вложения на сооружение воздушных линий электропередачи по формуле:

$$K=L \cdot K_0 \cdot K_{\text{пересеч}} \quad (8.1)$$

коэффициент индексации цен на текущий 2020 год $K_{\text{пересеч}} = 6$.

.- для двухцепных ВЛ

$$K_{A-12} = 30 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 2,07 \cdot 10^8 \text{ руб};$$

$$K_{12-4} = 55 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 3,79 \cdot 10^8 \text{ руб};$$

- для одноцепных ВЛ («Кольцо»)

$$K_{A-7} = 58 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6 = 2,95 \cdot 10^8 \text{ руб.};$$

$$K_{A-11} = 47 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6 = 2,39 \cdot 10^8 \text{ руб.};$$

$$K_{7-11} = 42 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6 = 2,14 \cdot 10^8 \text{ руб.};$$

Суммарные капиталовложения в линии:

$$K_{ЛЭП} = (2,07 + 3,79 + 2,95 + 2,39 + 2,14) \cdot 10^8 = 1,334 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

Определим капитальные вложения в строительство ПС 110/10 кВ.

Определим стоимость трансформаторов.

$$K_{ТР} = K_{ПЕРЕСЧ} \cdot \sum K_{ТРi} = 6 \cdot (5,5 \cdot 10^6 + 9 \cdot 10^6 + 7,3 \cdot 10^6 + 7,3 \cdot 10^6) = 174,6 \cdot 10^6$$

Таблица 8.1. Стоимость КУ.

| Марка | Стоимость, тыс. руб. | Количество | Итоговая стоимость, тыс. руб. |
|---|----------------------|------------|-------------------------------|
| УКЛ–10,5–2250 | 750 | 4 | 3000 |
| УКЛ–10,5–4550 | 1516 | 4 | 6064 |
| УКЛ–10,5–3650 | 1216 | 4 | 4864 |
| УКЛ–10,5–3350 | 1116 | 4 | 4464 |
| В сумме: $K_{КУ} = 1,839 \cdot 10^7$ руб. | | | |

Стоимость РУ ВН [4, табл. 7.18, 7.19] с элегазовыми выключателями, стоимость постоянной части затрат по ПС 110/10 кВ.

Таблица 8.2.

| Наименование РУ | Стоимость, тыс. руб. | Постоянная часть затрат, тыс. руб. | Номер узла | Всего, тыс. руб. |
|--|-------------------------------------|------------------------------------|------------|------------------|
| РУ–110 кВ. Мо-стик с выключа-телями в цепях линий и ремонт-ной перемычкой со стороны линий | $30000 \times 6 = 180000$ | $9000 \times 6 = 54000$ | 7,11 | 234000 |
| РУ–110 кВ. Два блока с выключа-телями и неавто-матической пере-мычкой со сторо-ны линий | $15200 \times 6 = 91200$ | $9000 \times 6 = 54000$ | 4 | 145200 |
| РУ 110кВ Один рабочий секцион.выкл и обходная сист. шин | $(6 \times 7300) \times 6 = 262800$ | $12250 \times 6 = 73500$ | 12 | 336300 |

| | | | | |
|--|--|--------------------------|---|---------|
| РУ 110 кВ. Линейные ячейки с элегазовыми выключателями | $(8 \times 7300) \times 6 = 350400$ | $12250 \times 6 = 73500$ | А | 423900 |
| Итого | В сумме: $K_{РУ\text{НН}} = 11,391 \cdot 10^8$ руб | | | 1139100 |

Стоимость РУ НН с вакуумными выключателями.

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

Стоимость равна 28 ячеек РУ НН для каждой ПС определим, используя справочник для вакуумных выключателей:

$$\text{ТРДН: } K_{РУ\text{НН1}} = 6 \cdot (160 \cdot 10^3 \cdot 28 \cdot 4) = 1,075 \cdot 10^8 \text{ руб};$$

Таким образом, вложения в распределительные устройства сети:

$$K_{РУ} = 11,391 \cdot 10^8 + 1,075 \cdot 10^8 = 11,498 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

Определение капитальных затрат на строительство электрической сети 110/10 кВ определяются по формуле

$$K = K_{ЛЭП} + K_T + K_{КУ} + K_{РУ}$$

$$K_1 = K_{ЛЭП} + K_T + K_{КУ} + K_{РУ} = (13,34 \cdot 10^8 + 174,6 \cdot 10^6 + 1,839 \cdot 10^8 + 11,498 \cdot 10^8) = 2,976 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

Расчёт суммарных годовых потерь электроэнергии представлен ниже.

По потери электрической энергии в трансформаторе определяются формулой:

$$\Delta W_T = \Delta P_X \cdot 8760 + \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_{ПС}}{2 \cdot S_{НОМ.ТР}} \right)^2 \left(0,124 + \frac{T_{МАХ}}{10000} \right)^2 \cdot 8760. \quad (8.2)$$

где $T_{МАХ} = 4800$ ч – время, в течение которого используется максимум нагрузки;

$$\Delta W_{Т1} = 0,027 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{19,83}{25} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 477,80 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{T2} = 0,059 \cdot 8760 + 0,260 \cdot \left(\frac{46,9}{63}\right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 951,04 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{T3} = 0,036 \cdot 8760 + 0,172 \cdot \left(\frac{37,5}{40}\right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 796,47 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{T4} = 0,027 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{28,1}{25}\right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 721,01 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{ТР}}^{\Sigma} = 2 \cdot (477,80 + 951,04 + 796,47 + 721,01) = 5,89 \cdot 10^3 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются как:

$$\Delta W = \left(\frac{S_{\text{ЛЭП}}}{U_{\text{НОМ}}}\right)^2 \cdot R_{\text{ЛЭП}} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{\text{МАХ}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760; \quad (8.3)$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\text{A-7}} = \left(\frac{40,3}{110}\right)^2 \cdot 0,077 \cdot 58 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 1915,67 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\text{A-11}} = \left(\frac{44}{110}\right)^2 \cdot 0,159 \cdot 47 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3821,13 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{7-11} = \left(\frac{6,5}{110}\right)^2 \cdot 0,204 \cdot 42 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 95,60 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\text{A-12}} = \left(\frac{2 \cdot 23,9}{110}\right)^2 \cdot 0,204 \cdot 0,5 \cdot 30 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 1846,5 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{12-4} = \left(\frac{2 \cdot 9,91}{110}\right)^2 \cdot 0,204 \cdot 0,5 \cdot 55 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 582,05 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Sigma} = 1915,67 + 3821,13 + 95,60 + 1846,5 + 582,05 = 8,260 \cdot 10^3 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Стоимость электроэнергии на сегодняшний день составляет 3,25 руб/кВт·ч.

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$I_{\Delta W} = 3,25 \cdot (\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Sigma} + \Delta W_{\text{ТР}}^{\Sigma}); \quad (8.4)$$

$$I_{\Delta W} = 3,25 \cdot (8,260 \cdot 10^3 + 5,89 \cdot 10^3) \cdot 10^3 = 4,598 \cdot 10^7 \text{ руб/год}.$$

Проведём аналогичные расчёты для второго варианта конфигурации сети.

Вариант II

Определим капитальные вложения на сооружение воздушных линий электропередачи по формуле:

$$K=L \cdot K_0 \cdot K_{пересеч} \quad (8.5)$$

коэффициент индексации цен на текущий 2020 год $K_{пересеч} = 6$.

– для одноцепных ВЛ «кольца»:

$$K_{A-11'} = 31 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 2,139 \cdot 10^8 \text{ руб};$$

$$K_{11-11'} = 28 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 1,932 \cdot 10^8 \text{ руб};$$

$$K_{11'-7} = 27 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 1,863 \cdot 10^8 \text{ руб};$$

$$K_{A-12'} = 29 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 2,00 \cdot 10^8 \text{ руб};$$

$$K_{12'-12} = 21 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 1,44 \cdot 10^8 \text{ руб};$$

$$K_{12'-4} = 24 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 2,346 \cdot 10^8 \text{ руб}.$$

Суммарные капиталовложения в линии:

$$K_{ЛЭП} = (2,139 + 1,932 + 1,863 + 2,00 + 1,44 + 2,346) \cdot 10^8 = 11,729 \cdot 10^8 \text{ руб}.$$

Определим капитальные вложения в строительство ПС 110/10 кВ.

Определим стоимость трансформаторов.

$$K_{ТР} = K_{ПЕРЕСЧ} \cdot \sum K_{ТРi} = 6 \cdot (5,5 \cdot 10^6 + 9 \cdot 10^6 + 7,3 \cdot 10^6 + 7,3 \cdot 10^6) = 174,6 \cdot 10^6$$

Таблица 8.3

| Марка | Стоимость, тыс. руб. | Количество | Итоговая стоимость, тыс. руб. |
|---|----------------------|------------|-------------------------------|
| УКЛ–10,5–2250 | 750 | 4 | 3000 |
| УКЛ–10,5–4550 | 1516 | 4 | 6064 |
| УКЛ–10,5–3650 | 1216 | 4 | 4864 |
| УКЛ–10,5–3350 | 1116 | 4 | 4464 |
| В сумме: $K_{KV} = 1,839 \cdot 10^7$ руб. | | | |

Стоимость РУ ВН с элегазовыми выключателями, стоимость постоянной части затрат по ПС 110/10 кВ

Таблица 8.4. Стоимость ОРУ 110 с учетом постоянной части затрат.

| Наименование РУ | Стоимость, тыс. руб. | Постоянная часть затрат, тыс. руб. | Номер узла | Всего, тыс. руб. |
|--|--|------------------------------------|------------|------------------|
| РУ–110 кВ. Мо-стик с выключа-телями в цепях линий и ремонт-ной перемышкой со стороны линий | 15200х6 = 91200 | 9000х6 = 54000 | 7,11,12,4 | 145200 |
| РУ 110 кВ. Линейные ячейки с элегазовыми выключателями | (8х7300)х6= 350400 | 12250х6= 73500 | А | 423900 |
| Итого | В сумме: $K_{РУВН} = 5,691 \cdot 10^8$ руб | | | 569100 |

$$\text{ТРДН: } K_{РУНН1} = 6 \cdot (160 \cdot 10^3 \cdot 28 \cdot 4) = 1,075 \cdot 10^8 \text{ руб};$$

Таким образом, вложения в распределительные устройства сети:

$$K_{РУ} = 5,691 \cdot 10^8 + 1,075 \cdot 10^8 = 5,798 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Итоги капитальных затраты на строительство электрической сети 110/10 кВ определяются по данной формуле

$$K = K_{ЛЭП} + K_T + K_{КУ} + K_{РУ} :$$

$$K_2 = K_{ЛЭП} + K_T + K_{КУ} + K_{РУ} = (11,729 \cdot 10^8 + 174,6 \cdot 10^6 + 1,839 \cdot 10^7 + 5,798 \cdot 10^8) = 1,945 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

Расчёт суммарных годовых потерь электроэнергии представлен ниже.

По потери электрической энергии в трансформаторе определяются формулой:

$$\Delta W_T = \Delta P_X \cdot 8760 + \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_{ПС}}{2 \cdot S_{НОМ.ТР}} \right)^2 \left(0,124 + \frac{T_{МАХ}}{10000} \right)^2 \cdot 8760. \quad (8.6)$$

где $T_{МАХ} = 4800$ ч – время, в течение которого используется максимум нагрузки;

$$\Delta W_{T1} = 0,027 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{19,83}{25} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 477,80 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{T2} = 0,059 \cdot 8760 + 0,260 \cdot \left(\frac{46,9}{63} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 951,04 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{T3} = 0,036 \cdot 8760 + 0,172 \cdot \left(\frac{37,5}{40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 796,47 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{T4} = 0,027 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{28,1}{2 \cdot 40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 721,01 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{ТР}}^{\Sigma} = 2 \cdot (477,80 + 951,04 + 796,47 + 721,01) = 5,89 \cdot 10^3 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются как:

$$\Delta W = \left(\frac{S_{\text{ЛЭП}}}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot R_{\text{ЛЭП}} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{\text{МАХ}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760; \quad (8.7)$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\text{А-11}'} = \left(\frac{2 \cdot 42,2}{110} \right)^2 \cdot 0,077 \cdot 31 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2245 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{11-11'} = \left(\frac{2 \cdot 18,75}{110} \right)^2 \cdot 0,204 \cdot 28 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1060,74 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{11'-7} = \left(\frac{2 \cdot 23,45}{110} \right)^2 \cdot 0,204 \cdot 27 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1599,93 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\text{А-12}'} = \left(\frac{2 \cdot 24}{110} \right)^2 \cdot 0,204 \cdot 29 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1799,9 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{12-12'} = \left(\frac{2 \cdot 14,05}{110} \right)^2 \cdot 0,204 \cdot 21 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 446,70 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{12'-4} = \left(\frac{2 \cdot 9,9}{110} \right)^2 \cdot 0,204 \cdot 34 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 359,08 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Sigma} = 2245 + 1060,74 + 1599,93 + 1799,9 + 446,70 + 359,08 = 7,510 \cdot 10^3 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Стоимость электроэнергии на сегодняшний день составляет 3,25 руб/кВт·ч.

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$I_{\Delta W} = 3,25 \cdot (\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Sigma} + \Delta W_{\text{ТР}}^{\Sigma}); \quad (8.8)$$

$$I_{\Delta W} = 3,25 \cdot (7,510 \cdot 10^3 + 5,89 \cdot 10^3) \cdot 10^3 = 4,355 \cdot 10^7 \text{ руб/год.}$$

Сравним экономическую эффективность обоих вариантов.

Объём реализованной продукции:

$$Q_p = T_{\text{max}} \cdot \Sigma P \cdot 3,25 = 4800 \cdot (19 + 45 + 36 + 27) \cdot 3,25 \cdot 10^3 = 1,981 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

Издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание определяются по формуле:

$$I_{\text{АРО}} = K \cdot \alpha, \quad (8.9)$$

где $\alpha = 2,8\%$:

$$I_{\text{АРО}(1)} = 2,976 \cdot 10^9 \cdot 0,028 = 8,332 \cdot 10^7 \text{ руб/год};$$

$$I_{\text{АРО}(2)} = 1,945 \cdot 10^9 \cdot 0,028 = 5,446 \cdot 10^7 \text{ руб/год}.$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W(1)} = 4,598 \cdot 10^7 \text{ руб/год};$$

$$I_{\Delta W(2)} = 4,355 \cdot 10^7 \text{ руб/год}.$$

Суммарные издержки рассчитываются по формуле:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{АРО}} + I_{\Delta W}: \quad (8.10)$$

$$I_{\Sigma(1)} = 8,332 \cdot 10^7 + 4,598 \cdot 10^7 = 12,93 \cdot 10^7 \text{ руб/год};$$

$$I_{\Sigma(2)} = 5,446 \cdot 10^7 + 4,355 \cdot 10^7 = 9,801 \cdot 10^7 \text{ руб/год}.$$

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

$$\Pi_1 = 1,981 \cdot 10^9 - 12,93 \cdot 10^7 = 1,851 \cdot 10^9 \text{ руб/год};$$

$$\Pi_2 = 1,981 \cdot 10^9 - 9,801 \cdot 10^7 = 1,882 \cdot 10^9 \text{ руб/год}.$$

Налог на прибыль принимаем 20% на 2020 г.:

$$H_1 = 0,2 \cdot \Pi_1 = 0,2 \cdot 1,851 \cdot 10^9 = 3,7 \cdot 10^7 \text{ руб/год};$$

$$H_2 = 0,2 \cdot \Pi_2 = 0,2 \cdot 1,12 \cdot 10^9 = 3,7 \cdot 10^7 \text{ руб/год}.$$

Рентабельности сети вычисляем по формуле

$$P = \frac{Q_p - I_{\Sigma} - H}{K}: \quad (8.11)$$

$$P_1 = \frac{1,981 \cdot 10^9 - 0,129 \cdot 10^9 - 0,370 \cdot 10^9}{2,976 \cdot 10^9} = 0,49;$$

$$P_2 = \frac{1,981 \cdot 10^9 - 0,0981 \cdot 10^9 - 0,376 \cdot 10^9}{1,945 \cdot 10^9} = 0,77.$$

Т.е. рентабельность второго варианта выше, чем у первого.

Определим срок окупаемости по формуле:

$$T_{\text{ОК}} = \frac{K}{\Pi + I_{\Sigma}}: \quad (8.12)$$

$$T_{OK1} = \frac{K_1}{\Pi_1 + I_{\Sigma 1}} = \frac{2,97 \cdot 10^9}{1,851 \cdot 10^9 + 0,1293 \cdot 10^9} \approx 1,5 \text{ года,}$$

$$T_{OK2} = \frac{K_2}{\Pi_2 + I_{\Sigma 2}} = \frac{1,945 \cdot 10^9}{1,882 \cdot 10^9 + 0,098 \cdot 10^9} \approx 1 \text{ год.}$$

Так как в качестве критерия сравнения был взят срок окупаемости, то определив и проанализировав технико-экономические характеристики двух вариантов районных электрических сетей, приходим к выводу, что дальнейших расчетов можно выбрать вариант №2.

9. Расчет режимов сети

9.1. Максимальный режим

Целью расчета максимального режима сети обычно является проверка выполнения технических условий, то есть соответствие токов в отдельных элементах и напряжений в узлах сети допустимыми значениями.

9.1.1. Определение расчетной нагрузки ПС и расчет потерь в трансформаторах

Расчетная нагрузка ПС определяется по данной формуле:

$$S_{расч,i} = S_{н,i} + \Delta S_i - j(Q_{c,ab}^H + Q_{c,da}^K), \quad (10)$$

где $S_{н,i}$ - нагрузка i -ой ПС; далее:

ΔS_i - потери полной мощности в трансформаторе, МВА;

$Q_{c,ab}^H, Q_{c,da}^K$ - реактивные мощности, генерируемые в начале линии ba и конце линии da , Мвар.

Емкостные мощности линий $Q_{c,ab}^H, Q_{c,da}^K$ определяются по номинальным напряжениям:

$$Q_{c,ab}^H = \frac{1}{2} U_{ном}^2 b_{ab}, \quad (11)$$

$$Q_{c,da}^K = \frac{1}{2} U_{ном}^2 b_{da}, \quad (12)$$

где b_{ab}, b_{da} - емкостные проводимости линий.

Для одноцепных линий емкостная проводимость определяется следующим образом:

$$b_l = b_0 L_l, \quad (13)$$

где b_0 - удельная емкостная проводимость линии (выбирается по [1, табл. 7.5], исходя из марки провода), см/км;

L_n - длина линии, км.

Для двухцепных линий:

$$b_n = 2b_0L_n \quad (14)$$

Определим потери мощности в трансформаторе согласно выражениям:

$$\Delta P_i = k \cdot \Delta P_X + \frac{1}{k} \cdot \frac{\Delta P_K \cdot S_i^2}{S_{ном}^2}, \quad (15)$$

$$\Delta Q_i = \frac{k \cdot I_{X\%} \cdot S_{ном}}{100} + \frac{1}{k} \cdot \frac{u_{K\%} \cdot S_i^2}{100 \cdot S_{ном}}, \quad (16)$$

где k – количество одинаковых трансформаторов ПС;

S_i - полная мощность i -ой ПС; ΔP_X , $S_{ном}$, $I_{X\%}$, $u_{K\%}$ - каталожные данные.

Потери полной мощности в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta S_i = \Delta P_i + j\Delta Q_i \quad (17)$$

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

$$\Delta P_1 = \Delta P_X + \frac{\Delta P_K \cdot S_1^2}{S_{ном}^2} = 27 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{19,83}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,045 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_1 = \frac{I_{X\%} \cdot S_{ном}}{100} + \frac{u_{K\%} \cdot S_1^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \cdot \left(\frac{19,83}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 1,89 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_1 = \Delta P_1 + j\Delta Q_1 = (0,045 + j0,58) \text{ МВА}$$

Для ПС № 7 ($2 \times ТРДН - 63000 / 110$):

$$\Delta P_2 = \Delta P_X + \frac{\Delta P_K \cdot S_2^2}{S_{ном}^2} = 59 \cdot 10^3 + \frac{260 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{46,9}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(63 \cdot 10^6)^2} = 0,095 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_2 = \frac{I_{X\%} \cdot S_{ном}}{100} + \frac{u_{K\%} \cdot S_2^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{0,6 \cdot 63 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \cdot \left(\frac{46,9}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} = 1,30 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_2 = \Delta P_2 + j\Delta Q_2 = (0,095 + j1,30) \text{ МВА}$$

Для ПС № 11 ($2 \times \text{ТРДН} - 40000 / 110$):

$$\Delta P_3 = \Delta P_X + \frac{\Delta P_K \cdot S_3^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 36 \cdot 10^3 + \frac{172 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{37,5}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 0,073 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_3 = \frac{I_{X\%} \cdot S_{\text{НОМ}}}{100} + \frac{u_{K\%} \cdot S_3^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{0,65 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \cdot \left(\frac{37,5}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 1,18 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_3 = \Delta P_3 + j\Delta Q_3 = (0,073 + j1,18) \text{ МВА}$$

Для ПС № 12 ($2 \times \text{ТРДН} - 25000 / 110$):

$$\Delta P_4 = \Delta P_X + \frac{\Delta P_K \cdot S_4^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 27 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{28,1}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,064 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_4 = \frac{I_{X\%} \cdot S_{\text{НОМ}}}{100} + \frac{u_{K\%} \cdot S_4^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \cdot \left(\frac{28,1}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 1,00 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_4 = \Delta P_4 + j\Delta Q_4 = (0,064 + j1,00) \text{ МВА}$$

Определим расчетные нагрузки соответствующих ПС:

$$S_{\text{расч},4} = S_{\text{н},4} + \Delta S_4 - jQ_{c,12'-4}^H = S_{\text{н},4} + \Delta S - j \frac{1}{2} \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 2 \cdot b_0 \cdot L_{12'-4};$$

$$S_{\text{расч},4} = 19 + j5,7 + 0,045 + j0,58 - j \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 34 = (17,95 + j5,18) \text{ МВА}$$

$$S_{\text{расч},7} = 45 + j13,5 + 0,095 + j1,30 - j \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,80 \cdot 10^{-6} \cdot 27 = (44,18 + j13,88) \text{ МВА}$$

$$S_{\text{расч},11} = 36 + j10,8 + 0,073 + j1,18 - j \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 28 = (35,17 + j11,98) \text{ МВА}$$

$$S_{\text{расч},12} = 27 + j8,1 + 0,064 + j1,00 - j \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 21 = (26,38 + j9,1) \text{ МВА}$$

9.2. Расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линии

Для (А-11') Нагрузка в узле

$$S_{A-11'} = S_{11-11'}^k + S_{11',7} = 35,42 + j11,67 + 82,87 + j25,38 = (118,2 + j37,05) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Полное сопротивление линии (А-11')

$$Z_{A-11'} = (r_0 L_{A-11'} + jx_0 L_{A-11'}) ;$$

$$Z_{A-11'} = (24,9 \cdot 31 + 42,7 \cdot 31) \cdot 10^{-2} = (7,71 + j13,2) \text{ Ом}$$

Потери мощности в А-11'

$$\Delta \dot{S}_{Z,A-11'} = \frac{(P_{A-11'})^2 + (Q_{A-11'})^2}{U_{\max}^2} z_{A-11'}$$

$$\Delta \dot{S}_{Z,A-11'} = \frac{(118,2)^2 + (37,05)^2}{110^2} (7,71 + j13,2) = 8,9 + j0,11 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{A-11'} = S_{A-11'} + \Delta S_{z,A-11'} - 0,5 \cdot Q_{A-11'}$$

$$S_{A-11'} = 118,2 + j37,05 + 8,9 + j0,11 - j0,5 \cdot 0,89 = (126,6 + j36,71) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для (11-11') Нагрузка в узле

$$S_{11-11'}^k = S_{11-11'} = (35,17 + j11,98) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Полное сопротивление линии (11-11')

$$Z_{11-11'} = (r_0 L_{11-11'} + jx_0 L_{11-11'}) ;$$

$$Z_{11-11'} = (24,9 \cdot 28 + 42,7 \cdot 28) \cdot 10^{-2} = (6,97 + j11,95) \text{ Ом}$$

Потери мощности в 11-11'

$$\Delta \dot{S}_{Z,11-11'} = \frac{(P_{11-11'})^2 + (Q_{11-11'})^2}{U_{\max}^2} z_{11-11'}$$

$$\Delta \dot{S}_{Z,11-11'} = \frac{(35,17)^2 + (11,98)^2}{110^2} (6,97 + j11,95) = 0,7 + j0,14 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{11-11'} = S_{11-11'} + \Delta S_{z,11-11'} - 0,5 \cdot Q_{11-11'}$$

$$S_{11-11'} = 35,17 + j11,98 + 0,7 + j0,14 - j0,5 \cdot 0,895 = (35,42 + j11,67) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Для (А-12') Нагрузка в узле

$$S_{A-12'} = S_{12-12'}^K + S_{12-4'} = 26,34 + j8,82 + 44,98 + j13,29 = (71,32 + j22,11) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Полное сопротивление линии (А-12')

$$Z_{A-12'} = (r_0 L_{A-12'} + jx_0 L_{A-12'}) ;$$

$$Z_{A-12'} = (24,9 \cdot 29 + 42,7 \cdot 29) \cdot 10^{-2} = (7,2 + j12,3) \text{ Ом}$$

Потери мощности в А-12'

$$\Delta \dot{S}_{Z, A-12'} = \frac{(P_{A-12'})^2 + (Q_{A-12'})^2}{U_{\max}^2} Z_{A-12'}$$

$$\Delta \dot{S}_{Z, A-12'} = \frac{(71,32)^2 + (22,11)^2}{110^2} (7,2 + j12,3) = 3,02 + j0,49 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{A-12'} = S_{A-12'} + \Delta S_{z, A-12'} - 0,5 \cdot Q_{A-11'}$$

$$S_{A-12'} = 71,32 + j22,11 + 3,02 + j0,49 - j0,5 \cdot 0,67 = (74,1 + j22,26) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для (12-12') Нагрузка в узле

$$S_{12-12'}^K = S_{12-12'} = (26,38 + j9,1) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Полное сопротивление линии (12-12')

$$Z_{12-12'} = (r_0 L_{12-12'} + jx_0 L_{12-12'}) ;$$

$$Z_{12-12'} = (24,9 \cdot 21 + 42,7 \cdot 21) \cdot 10^{-2} = (5,22 + j8,96) \text{ Ом}$$

Потери мощности в 12-12'

$$\Delta \dot{S}_{Z, 12-12'} = \frac{(P_{12-12'})^2 + (Q_{12-12'})^2}{U_{\max}^2} Z_{12-12'}$$

$$\Delta \dot{S}_{Z, 12-12'} = \frac{(26,38)^2 + (9,1)^2}{110^2} (5,22 + j8,96) = 0,3 + j0,06 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{12-12'} = S_{12-12'} + \Delta S_{z, 12-12'} - 0,5 \cdot Q_{12-12'}$$

$$S_{12-12'} = 26,38 + j9,1 + 0,3 + j0,06 - j0,5 \cdot 0,67 = (26,34 + j8,82) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Для (11'-7) Нагрузка в узле

$$S_{11'-7} = S_{11'-7}^k + \Delta S_{z,11'-7} + S_{расч.7} \\ = 35,42 + j11,67 + 0,7 + j0,14 + 44,18 + j13,88 = 80,3 + j25,69 \text{ МВА}$$

Полное сопротивление линии (11'-7)

$$Z_{11'-7} = (r_0 L_{11'-7} + jx_0 L_{11'-7});$$

$$Z_{11'-7} = (24,4 \cdot 27 + 42,7 \cdot 27) \cdot 10^{-2} = (6,58 + j11,52) \text{ Ом}$$

Потери мощности в 11'-7

$$\Delta \dot{S}_{z,11'-7} = \frac{(P_{11'-7})^2 + (Q_{11'-7})^2}{U_{\max}^2} Z_{11'-7}$$

$$\Delta \dot{S}_{z,11'-7} = \frac{(80,3)^2 + (25,69)^2}{110^2} (6,58 + j11,52) = 3,50 + j0,62 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{11'-7} = S_{11'-7} + \Delta S_{z,11'-7} - 0,5 \cdot Q_{11'-7}$$

$$S_{11'-7} = 80,3 + j25,69 + 3,50 + j0,62 - j0,5 \cdot 1,86 = (82,87 + j25,38) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Для (12'-4) Нагрузка в узле

$$S_{12'-4} = S_{12'-4}^k + \Delta S_{z,12'-4} + S_{расч.4} = 26,34 + j8,82 + 0,3 + j0,06 + 17,95 + j5,18 = 44,59 + j14,06 \text{ МВА}$$

Полное сопротивление линии (12'-4)

$$Z_{12'-4} = (r_0 L_{12'-4} + jx_0 L_{12'-4});$$

$$Z_{12'-4} = (24,9 \cdot 34 + 42,7 \cdot 34) \cdot 10^{-2} = (8,46 + j14,51) \text{ Ом}$$

Потери мощности в 12'-4

$$\Delta \dot{S}_{z,12'-4} = \frac{(P_{12'-4})^2 + (Q_{12'-4})^2}{U_{\max}^2} Z_{12'-4}$$

$$\Delta \dot{S}_{z,12'-4} = \frac{(44,59)^2 + (14,06)^2}{110^2} (8,46 + j14,51) = 1,39 + j0,23 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{12'-4} = S_{12'-4} + \Delta S_{z,12'-4} - 0,5 \cdot Q_{12'-4}$$

$$S_{12'-4} = 44,59 + j14,06 + 1,39 + j0,23 - j0,5 \cdot 2,0 = (44,98 + j13,29) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

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

Для ПС № 7

$$U_7 = U_{\max} - \frac{P^k \cdot r + Q^k \cdot x}{U_{\max}}$$
$$U_7 = 117 - \frac{82,87 \cdot 0,244 \cdot 27 + 25,69 \cdot 0,427 \cdot 27}{117} = 110 \text{ кВ.}$$

Для ПС № 11

$$U_{11} = 117 - \frac{35,42 \cdot 0,249 \cdot 28 + 11,67 \cdot 0,427 \cdot 28}{117} = 113 \text{ кВ.}$$

Для ПС № 4

$$U_4 = 117 - \frac{44,98 \cdot 0,249 \cdot 34 + 13,29 \cdot 0,405 \cdot 34}{117} = 112 \text{ кВ.}$$

Для ПС № 12

$$U_{12} = 117 - \frac{26,34 \cdot 0,249 \cdot 21 + 8,82 \cdot 0,427 \cdot 21}{117} = 115 \text{ кВ.}$$

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 7, 11, 4 и 12 U'_H , определяется по формуле:

$$U'_H = \frac{U_B}{2} + \sqrt{\frac{U_B^2}{4} - \left[\left(P_H \cdot R_{TB} + \frac{P_H}{2} \cdot R_{TH} \right) + \left(Q_H \cdot X_{TB} + \frac{Q_H}{2} \cdot X_{TH} \right) \right]} \quad (19)$$

$$P_H = \frac{P_H - \Delta P_T}{2} - \Delta P_{XX}; \quad (20)$$

$$Q_H = \frac{Q_H - \Delta Q_T}{2} - \Delta Q_{XX}; \quad (21)$$

$$R_{TB} = \frac{\Delta R_{K,BH-HH} \cdot U_{ном}^2}{2 \cdot S_{ном}^2}; \quad (22)$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2 \cdot R_{TB}; \quad (23)$$

$$X_{TB} = \frac{u_{K,BH-HH} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot \left(1 - \frac{K_p}{4}\right), \quad (24)$$

где

$$K_p = 4 \cdot \left(\frac{u_{K,BH-HH1}}{u_{K,BH-HH}} - 1\right); \quad (25)$$

$$X_{TH} = \frac{u_{K,BH-HH} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot \frac{K_p}{2}. \quad (26)$$

Используя выше приведенные формулы определим соответствующие показатели для всех подстанций.

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

$$P_{H,4} = \frac{19 - 0,045}{2} - 0,027 = 9,4 \text{ МВт}$$

$$Q_{H,4} = \frac{5,7 - 0,58}{2} - 0,175 = 2,96 \text{ Мвар}$$

$$R_{TB} = \frac{120 \cdot 10^3 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{2 \cdot (25 \cdot 10^6)^2} = 1,26 \text{ Ом}$$

$$R_{TH4} = 2 \cdot 1,26 = 2,52 \text{ Ом}$$

$$K_p = 4 \cdot \left(\frac{20}{10,5} - 1\right) = 3,63$$

$$X_{TB} = \frac{10,5 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot \left(1 - \frac{13,63}{4}\right) = 5,13 \text{ Ом}$$

$$X_{TH4} = \frac{10,5 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot \frac{3,63}{2} = 100,8 \text{ Ом}$$

$$U'_{H,4} = \frac{112}{2} + \sqrt{\frac{112^2}{4} - \left[\left(9,4 \cdot 1,26 + \frac{9,4}{2} \cdot 2,52\right) + \left(2,96 \cdot 5,13 + \frac{2,96}{2} \cdot 100,8\right) \right]} = 110,33 \text{ кВ};$$

Для ПС № 12 ($2 \times \text{ТРДН} - 25000 / 110$):

$$P_{H,12} = \frac{27 - 0,064}{2} - 0,027 = 13,50 \text{ МВт}$$

$$Q_{H,12} = \frac{8,1 - 1,0}{2} - 0,175 = 4,375 \text{ Мвар}$$

$$R_{TB} = \frac{120 \cdot 10^3 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{2 \cdot (25 \cdot 10^6)^2} = 1,26 \text{ Ом}$$

$$R_{TH12} = 2 \cdot 1,26 = 2,52 \text{ Ом}$$

$$K_p = 4 \cdot \left(\frac{20}{10,5} - 1 \right) = 3,63$$

$$X_{TB} = \frac{10,5 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot \left(1 - \frac{13,63}{4} \right) = 5,13 \text{ Ом}$$

$$X_{TH12} = \frac{10,5 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot \frac{3,63}{2} = 100,8 \text{ Ом}$$

$$U'_{H,12} = \frac{115}{2} + \sqrt{\frac{115^2}{4} - \left[\left(13,50 \cdot 1,26 + \frac{13,50}{2} \cdot 2,52 \right) + \left(4,37 \cdot 5,13 + \frac{4,37}{2} \cdot 100,8 \right) \right]} = 112,3 \text{ кВ};$$

Для ПС № 7 ($2 \times \text{ТРДН} - 63000 / 110$):

$$P_{H,7} = \frac{45 - 0,095}{2} - 0,059 = 22,48 \text{ МВт}$$

$$Q_{H,7} = \frac{13,5 - 1,30}{2} - 0,41 = 6,99 \text{ Мвар}$$

$$R_{TB} = \frac{260 \cdot 10^3 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{2 \cdot (63 \cdot 10^6)^2} = 0,43 \text{ Ом}$$

$$R_7 = 2 \cdot 0,43 = 0,86 \text{ Ом}$$

$$K_p = 4 \cdot \left(\frac{20}{10,5} - 1 \right) = 3,63$$

$$X_{TB} = \frac{10,5 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} \cdot \left(1 - \frac{3,63}{4} \right) = 1,85 \text{ Ом}$$

$$X_{TH7} = \frac{10,5 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} \cdot \frac{3,63}{2} = 40 \text{ Ом}$$

$$U'_{H,7} = \frac{110}{2} + \sqrt{\frac{110^2}{4} - \left[\left(22,48 \cdot 0,43 + \frac{22,48}{2} \cdot 0,86 \right) + \left(6,99 \cdot 1,85 + \frac{6,99}{2} \cdot 40 \right) \right]} = 110 \text{кВ};$$

Для ПС № 11 ($2 \times \text{ТРДН} - 40000 / 110$):

$$P_{H,11} = \frac{36 - 0,073}{2} - 0,036 = 17,67 \text{МВт}$$

$$Q_{H,11} = \frac{10,8 - 1,18}{2} - 0,036 = 17,67 \text{Мвар}$$

$$R_{TB} = \frac{172 \cdot 10^3 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{2 \cdot (36 \cdot 10^6)^2} = 0,87 \text{Ом}$$

$$R_{11} = 2 \cdot 0,87 = 1,74 \text{Ом}$$

$$K_p = 4 \cdot \left(\frac{20}{10,5} - 1 \right) = 3,63$$

$$X_{TB} = \frac{10,5 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 36 \cdot 10^6} \cdot \left(1 - \frac{3,63}{4} \right) = 3,56 \text{Ом}$$

$$X_{TH11} = \frac{10,5 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 36 \cdot 10^6} \cdot \frac{3,63}{2} = 70 \text{Ом}$$

$$U'_{H,11} = \frac{113}{2} + \sqrt{\frac{113^2}{4} - \left[\left(17,67 \cdot 0,87 + \frac{17,67}{2} \cdot 1,74 \right) + \left(5,73 \cdot 3,56 + \frac{5,73}{2} \cdot 70 \right) \right]} = 110,77 \text{кВ};$$

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

$$n_{отв,i}^{жел} = \left(\frac{U'_{ни} \cdot U_{ни}}{U_{нжел} \cdot U_{вн}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{отв}}$$

Для ПС № 7

$$n_{отв,7}^{жсел} = \left(\frac{110 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -2,4 \quad \text{округляем } n_{отв,7} = -2$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций определим по формуле:

$$U_{H,i} = \frac{U'_n \cdot U_{нн}}{U_{ВН} \cdot \left(1 + n_{отв,i} \cdot \frac{\Delta U_{отв}}{100} \right)}$$

$$U_{H,7} = \frac{110 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-2) \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 10,41 \text{ кВ}$$

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

$$\delta U_i = \frac{U_n - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\%$$

$$\delta U_7 = \frac{10,41 - 10}{10} \cdot 100 = 4,1\%$$

Для ПС № 11

$$n_{отв,11}^{жсел} = \left(\frac{110,7 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -2,1 \quad \text{округляем } n_{отв,11} = -2$$

$$U_{H,11} = \frac{110,7 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-2) \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 10,48 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{11} = \frac{10,48 - 10}{10} \cdot 100 = 4,8\%$$

Для ПС № 4

$$n_{отв,4}^{жсел} = \left(\frac{110,33 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -2,3 \quad \text{округляем } n_{отв,4} = -2$$

$$U_{H,4} = \frac{110,33 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-2) \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 10,44 \text{ кВ}$$

$$\delta U_4 = \frac{10,44 - 10}{10} \cdot 100 = 4,4\%$$

Для ПС № 12

$$n_{отв,12}^{жсел} = \left(\frac{112,3 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -1,46 \quad \text{округляем } n_{отв,12} = -1$$

$$U_{H,12} = \frac{112,3 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-1) \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 10,43 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{12} = \frac{10,43 - 10}{10} \cdot 100 = 4,3\%$$

Результаты расчета запишем в таблицу 9.2.

Таблица 9.2

| № ПС | $U'_H, \text{кВ}$ | $n_{отв}^{жсел}$ | $n_{отв}$ | $U_H, \text{кВ}$ | $\delta U, \%$ |
|------|-------------------|------------------|-----------|------------------|----------------|
| 7 | 110 | -2,4 | -2 | 10,41 | 4,1 |
| 11 | 110,7 | -2,1 | -2 | 10,48 | 4,8 |
| 4 | 110,3 | -2,3 | -2 | 10,44 | 4,4 |
| 12 | 112,3 | -1,46 | -1 | 10,43 | 4,3 |

9.3. Послеаварийный режим

Особо тяжелыми для работы сети могут оказаться так называемые послеаварийные режимы, которые возникают после каких-либо отключений, вызванных повреждением оборудования. Рассмотрим послеаварийные режим, возникающий при наибольших нагрузках сети, когда требуется мобилизация всех имеющихся возможностей.

Рассмотрим обрыв линии А – 11'

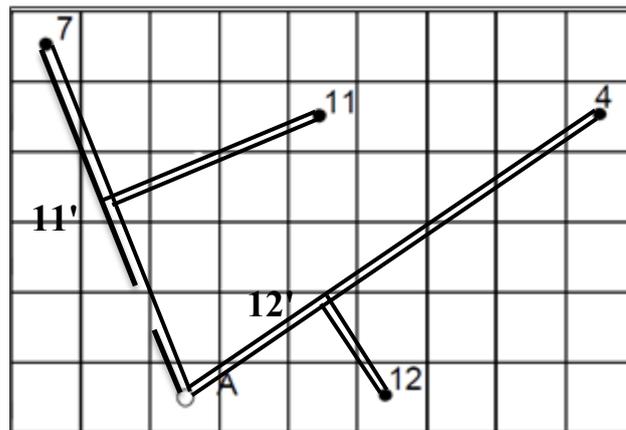


Рис.9.3

$$S_{p,i} = S_{n,i} + \Delta S_i - jQ_{c,i}^h = S_{n,i} + \Delta S_i - j \frac{1}{2} U_{ном}^2 b_{0,i} L_i$$

$$S_{pac,7} = 45 + j13,5 + 0,095 + j1,30 - j \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,80 \cdot 10^{-6} \cdot 27 = (44,18 + j13,88) MVA$$

Потери мощности в линии 11'-11 при обрыве линии А – 11':

$$\Delta S_{Z,11'-11} = \frac{(P_{11'-11}^k)^2 + (Q_{11'-11})^2}{U_{авар}^2} z_{11'-11}$$

$$\Delta \dot{S}_{Z,11'-11} = \frac{(35,17)^2 + (11,98)^2}{109^2} (6,97 + j11,95) = 0,72 + j0,14 MB \cdot A;$$

$$S_{11-11'} = 35,17 + j11,98 + 0,72 + j0,14 = (35,89 + j12,12) MB \cdot A.$$

Для (А-11') Нагрузка в узле

$$S_{A-11'} = S_{11-11'}^k + S_{11'-7} = 35,89 + j12,12 + 83,87 + j26,32 = (119,76 + j38,44) MB \cdot A$$

Полное сопротивление линии (А-11')

$$Z_{A-11'} = (r_0 L_{A-11'} + jx_0 L_{A-11'}) ;$$

$$Z_{A-11'} = (24,9 \cdot 31 + 42,7 \cdot 31) \cdot 10^{-2} = (7,71 + j13,2) \text{ Ом}$$

Потери мощности в А-11'

$$\Delta \dot{S}_{Z,A-11'} = \frac{(P_{A-11'})^2 + (Q_{A-11'})^2}{U_{\max}^2} Z_{A-11'}$$

$$\Delta \dot{S}_{Z,A-11'} = \frac{(119,76)^2 + (38,44)^2}{110^2} (7,71 + j13,2) = 9,1 + j1,6 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{A-11'} = S_{A-11'} + \Delta S_{z,A-11'} - 0,5 \cdot Q_{A-11'}$$

$$S_{A-11'} = 119,76 + j38,44 + 9,1 + j1,6 - j0,5 \cdot 0,89 = (128,4 + j39,5) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии 11'-7

$$\Delta \dot{S}_{Z,11'-7} = \frac{(80,3)^2 + (25,69)^2}{109^2} (6,58 + j11,52) = 3,57 + j0,63 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{11'-7} = S_{11'-7} + \Delta S_{z,11'-7} - 0,5 \cdot Q_{11'-7}$$

$$S_{11'-7} = 80,3 + j25,69 + 3,57 + j0,63 = (83,87 + j26,32) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Для (А-12') Нагрузка в узле

$$S_{A-12'} = S_{12-12'} + S_{12',4} = 26,34 + j8,82 + 44,98 + j13,29 = (71,32 + j22,11) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Потери мощности в А-12'

$$\Delta \dot{S}_{Z,A-12'} = \frac{(P_{A-12'})^2 + (Q_{A-12'})^2}{U_{\max}^2} Z_{A-12'}$$

$$\Delta \dot{S}_{Z,A-12'} = \frac{(71,32)^2 + (22,11)^2}{110^2} (7,2 + j12,3) = 3,02 + j0,49 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{A-12'} = S_{A-12'} + \Delta S_{z,A-12'} - 0,5 \cdot Q_{A-11'}$$

$$S_{A-12'} = 71,32 + j22,11 + 3,02 + j0,49 - j0,5 \cdot 0,67 = (74,1 + j22,26) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии 12'-12

$$\Delta \dot{S}_{z,12-12'} = \frac{(26,38)^2 + (9,1)^2}{110^2} (5,22 + j8,96) = 0,3 + j0,06 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{12-12'} = S_{12-12'} + \Delta S_{z,12-12'} - 0,5 \cdot Q_{12-12'}$$

$$S_{12-12'} = 26,38 + j9,1 + 0,3 + j0,06 - j0,5 \cdot 0,67 = (26,34 + j8,82) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Для линии 12'-4

$$\Delta \dot{S}_{z,12'-4} = \frac{(44,59)^2 + (14,06)^2}{110^2} (8,46 + j14,51) = 1,39 + j0,23 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{12'-4} = S_{12'-4} + \Delta S_{z,12'-4} - 0,5 \cdot Q_{12'-4}$$

$$S_{12'-4} = 44,59 + j14,06 + 1,39 + j0,23 - j0,5 \cdot 2,0 = (44,98 + j13,29) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

9.3.1. Определение значения напряжения в узловых точках в послеаварийном режиме

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

Для ПС № 7

$$U = U_{авар} - \frac{P^k \cdot r_o L + Q^k \cdot x_o L}{U_{авар}};$$

$$U_7 = 109 - \frac{82,87 \cdot 0,244 \cdot 27 + 25,38 \cdot 0,427 \cdot 27}{109} = 101,3 \text{ кВ}$$

Для ПС № 11

$$U_{11} = 109 - \frac{35,42 \cdot 0,249 \cdot 28 + 11,67 \cdot 0,427 \cdot 28}{109} = 105,4 \text{ кВ}$$

Для ПС № 4

$$U_4 = 109 - \frac{44,98 \cdot 0,249 \cdot 34 + 13,29 \cdot 0,405 \cdot 34}{109} = 103,8 \text{ кВ}$$

Для ПС № 12

$$U_{12} = 109 - \frac{26,34 \cdot 0,249 \cdot 21 + 8,82 \cdot 0,427 \cdot 21}{109} = 107 \text{ кВ}$$

9.3.2. Регулирование напряжения в электрической сети в послеаварийном режиме

Определим значения напряжений в электрической сети в послеаварийном режиме:

Для ПС № 7

$$U'_{H,7} = \frac{101,3}{2} + \sqrt{\frac{101,3^2}{4} - \left[\left(22,48 \cdot 0,43 + \frac{22,48}{2} \cdot 0,86 \right) + \left(6,99 \cdot 1,855 + \frac{6,99}{2} \cdot 40 \right) \right]} = 100 \text{ кВ};$$

Для ПС № 11

$$U'_{H,11} = \frac{105,4}{2} + \sqrt{\frac{105,4^2}{4} - \left[\left(17,67 \cdot 0,87 + \frac{17,67}{2} \cdot 1,74 \right) + \left(5,73 \cdot 3,56 + \frac{5,73}{2} \cdot 70 \right) \right]} = 102,9 \text{ кВ};$$

Для ПС № 4

$$U'_{H,4} = \frac{103,8}{2} + \sqrt{\frac{103,8^2}{4} - \left[\left(9,4 \cdot 1,26 + \frac{9,4}{2} \cdot 2,52 \right) + \left(2,96 \cdot 5,13 + \frac{2,96}{2} \cdot 100,8 \right) \right]} = 101,9 \text{ кВ};$$

Для ПС № 12

$$U'_{H,12} = \frac{107}{2} + \sqrt{\frac{107^2}{4} - \left[\left(13,50 \cdot 1,26 + \frac{13,5}{2} \cdot 2,52 \right) + \left(4,37 \cdot 5,13 + \frac{4,37}{2} \cdot 100,8 \right) \right]} = 104,34 \text{ кВ};$$

Для ПС № 7

$$n_{отв,7}^{жел} = \left(\frac{100 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -7,3, \text{ округляем } n_{отв,7} = -7.$$

$$U_{H,7} = \frac{100 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-7) \cdot \frac{1,78}{100}\right)} = 10,4 \text{кВ}$$

$$\delta U_7 = \frac{10,4 - 10}{10} \cdot 100 = 4\%$$

Для ПС № 11

$$n_{отв,11}^{жел} = \left(\frac{102,9 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1\right) \cdot \frac{100}{1,78} = -5,9, \text{ округляем } n_{отв,11} = -6.$$

$$U_{H,11} = \frac{102,9 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-6) \cdot \frac{1,78}{100}\right)} = 10,51 \text{кВ}$$

$$\delta U_{11} = \frac{10,51 - 10}{10} \cdot 100 = 5,1\%$$

Для ПС № 4

$$n_{отв,4}^{жел} = \left(\frac{101,9 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1\right) \cdot \frac{100}{1,78} = -6,3, \text{ округляем } n_{отв,4} = -6.$$

$$U_{H,4} = \frac{101,9 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-6) \cdot \frac{1,78}{100}\right)} = 10,41 \text{кВ}$$

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

Для ПС № 12

$$n_{отв,12}^{жел} = \left(\frac{104,34 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1\right) \cdot \frac{100}{1,78} = -5,2, \text{ округляем } n_{отв,12} = -5.$$

$$U_{H,12} = \frac{104,34 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-5) \cdot \frac{1,78}{100}\right)} = 10,45 \text{кВ}$$

$$\delta U_{12} = \frac{10,45 - 10}{10} \cdot 100 = 4,5\%$$

Результаты расчета запишем в таблицу 9.3.

Таблица 9.3

| № ПС | $U_H, \text{кВ}$ | $\frac{\text{жел}}{\text{отв}}$ | $n_{\text{отв}}$ | $U_H, \text{кВ}$ | $\delta U, \%$ |
|------|------------------|---------------------------------|------------------|------------------|----------------|
| 7 | 100 | -7,3 | -7 | 10,4 | 4 |
| 11 | 102,9 | -5,9 | -6 | 10,51 | 5,1 |
| 4 | 101,9 | -6,3 | -6 | 10,41 | 4,1 |
| 12 | 104,34 | -5,2 | -5 | 10,45 | 4,5 |

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) Даутова Владимира Леонидовича
(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 | 20 |

| | | |
|--------------------------------|--|----|
| | Соответствует частично требованиям | |
| | Не соответствует требованиям | |
| 7. Библиография по теме работы | Актуальна и составлена в соответствии с требованиями | 10 |
| | Актуальна и частично соответствует требованиям | |
| | Не соответствует требованиям | |
| Итоговый балл | | 90 |

Отмеченные достоинства _____

Отмеченные недостатки _____

Заключение _____

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

Дата: « 22 » 08 2021г.

Подпись _____ 

Справка о проверке на наличие заимствований

Имя файла: Курсовой проект.docx

Автор: Даутов В.Л.

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: 72%

Оригинальные фрагменты: 72,05%

Отмеченные заимствования: 27,95%

Цитирование: 0,00%

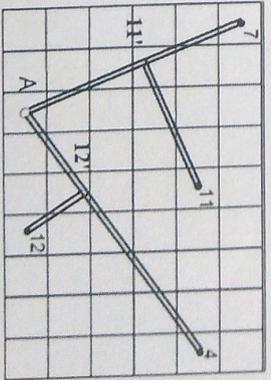
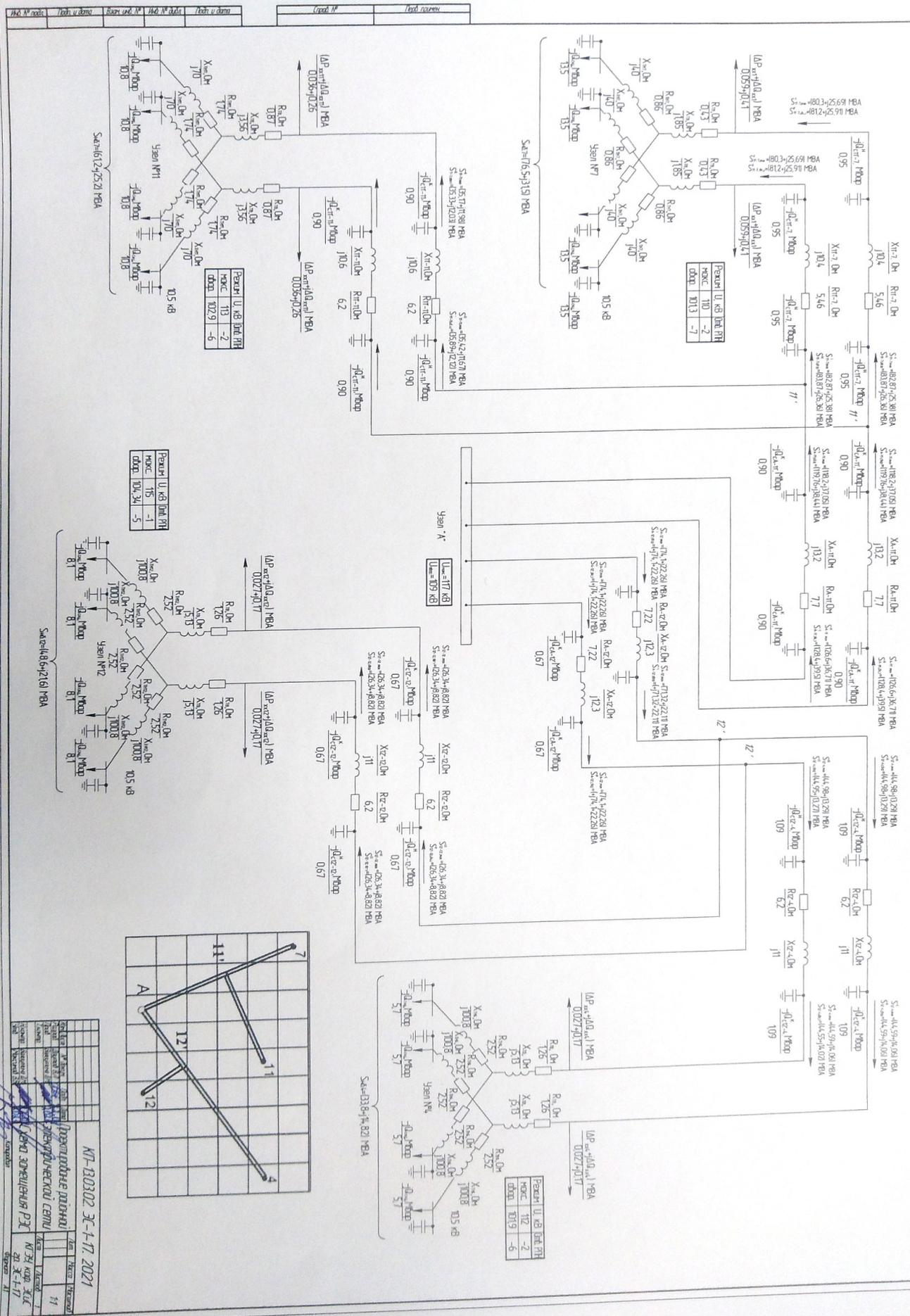
72%

28% 0%

Работу проверил: Валиуллина Д.М.

Дата: 05.01.2021

Подпись:



КП-В0302 Э-1-17, 2021

Разработчик: [Signature]

Проверщик: [Signature]

Специальный отдел электротехнической сети

Исполнитель: [Signature]

Дата: 21.03.2021

Лист № 1-1