



КГУ

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

Институт электроэнергетики и электроники

(полное название института)

Электроэнергетические системы и сети

(полное название кафедры)

Отзыв руководителя на курсовой проект

Обучающегося (ейся) _____ Тюлячкина Данила Сергеевича
(фамилия, имя, отчество)

Группа _____ ЭС-3-17

На тему: Проектирование районной электрической сети

Показатели	Критерии оценивания	Рейтинговая оценка (от 0 до 100 баллов)
1. Самостоятельность выполнения работы	Работа написана самостоятельно	12
	Работа носит частично самостоятельный характер	
	Работа носит не самостоятельный характер	
1. Содержание работы	Полностью соответствует выбранной теме	12
	Частично соответствует выбранной теме	
	Не соответствует теме	
2. Элементы исследования	Определены цели и задачи исследования, сформулированы объект и предмет исследования, показана история и теория вопроса	12
	Определены цели и задачи исследования, не четко определены объект и предмет исследования, частично показана история и теория вопроса	
	Не определены цели и задачи исследования, не сформулированы объект и предмет исследования, не показана история и теория вопроса	
4. Цитирование и наличие ссылочного материала	Достаточно	12
5. Наличие собственных выводов, рекомендаций и предложений, собственной позиции и ее аргументации	Да	12
	Нет	
6. Оформление работы	Соответствует полностью требованиям	12

7. Библиография по теме работы	Соответствует частично требованиям	
	Не соответствует требованиям	
	Актуальна и составлена в соответствии с требованиями	12
	Актуальна и частично соответствует требованиям	
	Не соответствует требованиям	
Итоговый балл		24

Отмеченные достоинства _____

Отмеченные недостатки _____

Заключение _____

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

Дата: « 13 » 01 2021г.

Подпись _____ 

Справка о проверке на наличие заимствований

Имя файла: Курсовая работа.docx

Автор: Тюлячкин Д.С.

Заглавие: ЭС-3-17

Год публикации: 2021

Комментарий: Не указан

Подразделение: КГЭУ / ~

Коллекции: Интернет 2.0, Русскоязычная Википедия, Англоязычная Википедия, Коллекция Энциклопедий, Библиотека Либрусек, Университетская библиотека, Коллекция КФУ, ВКР Российского университета кооперации, Коллекция АПУ ФСИН, Коллекция ПГУТИ, Научная электронная библиотека "КиберЛенинка", ЦНМБ Сеченова, Авторефераты ВАК, Диссертации ВАК, Диссертации РГБ, Авторефераты РГБ, Готовые рефераты, ФИПС. Изобретения, ФИПС. Полезные модели, ФИПС. Промышленные образцы, Коллекция Руконт, Библиотека им. Ушинского, Готовые рефераты (часть 2), Открытые научные источники, eLIBRARY.RU, БиблиоРоссика, Правовые документы I, Правовые документы II, Правовые документы III, Собрание законодательства Российской Федерации



Результат проверки

Оценка оригинальности документа: 69%

Оригинальные фрагменты: 68,75%

Обнаруженные заимствования: 31,25%

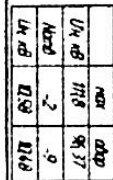
Цитирование: 0,00%



Работу проверил: Валиуллина Д.М.

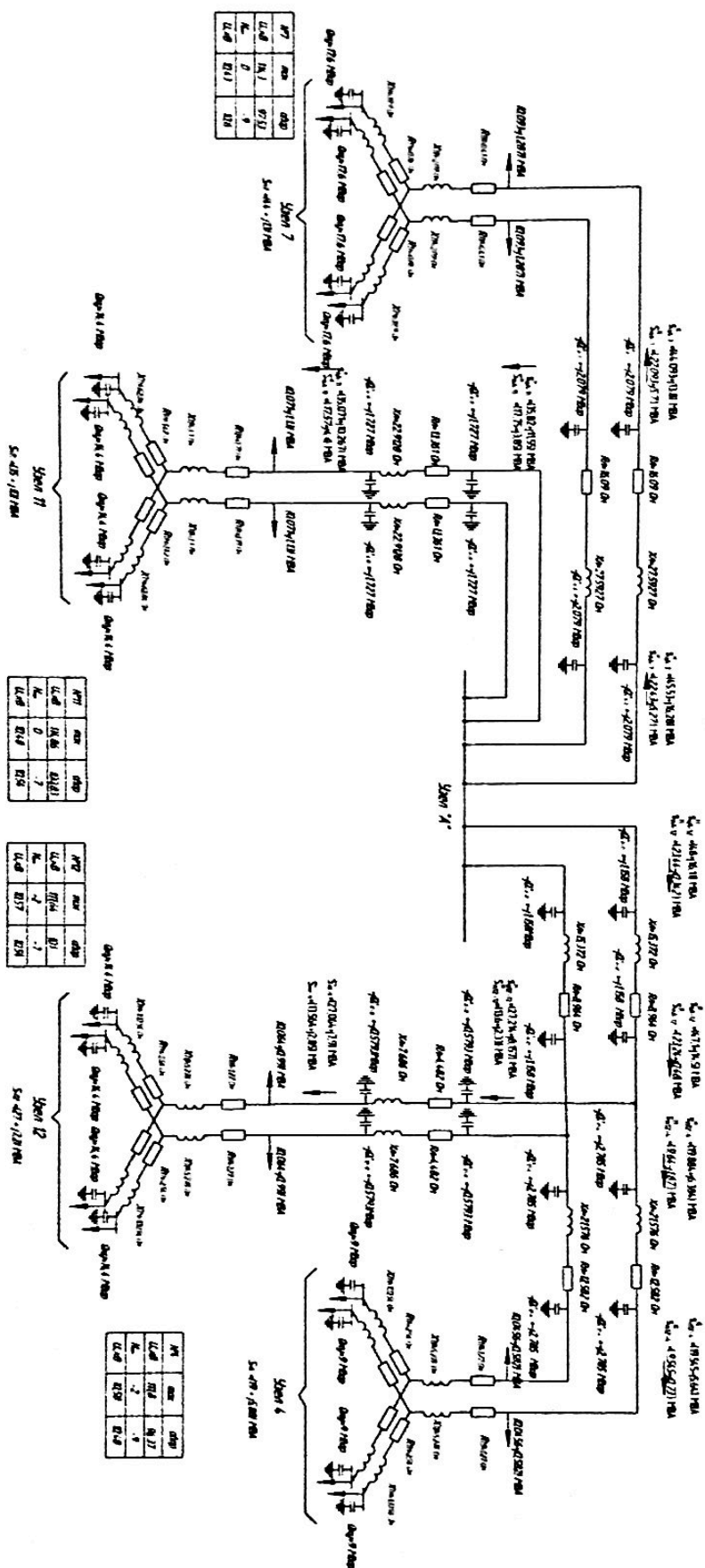
Дата: 13.01.2021

Подпись:

AC-120/19
SQ53104

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13</																																																																																							

СХЕМА СОРБЕЛИКЛА





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:

Тюлячкин Данила Сергеевич
обучающийся 4 курса группы ЭС-3-17
М.Т.Т.
(подпись)

Руководитель работы:

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

Работа выполнена и
защищена с оценкой

Д.М.В. Дата защиты 13.01.2021

Д.М.В. 13.01.2021
(подпись руководителя) (дата)

Члены комиссии:

Доцент
(должность)
Ст. преподаватель
(должность)

Д.М.В.
(подпись)
Д.М.В.
(подпись)

А.Х. Софитов
(И.О. Фамилия)
Ю.К. Ильасова
(И.О. Фамилия)

Казань, 2021 г.

Вариант 13

1.1 Исходные данные

Масштаб:

в 1 клетке – 12 км.

Коэффициент реактивной мощности на подстанции «А», отн.ед.:

$$\operatorname{tg}\varphi_A = 0,393.$$

Напряжение на шинах подстанции «А», кВ:

$$U_{\max} = 117; U_{\text{авар}} = 109.$$

Район по гололеду: II

Число часов использования максимальной нагрузки, час/год:

$$T_{\max} = 4800.$$

Продолжительность перегрузки силовых трансформаторов в течение суток

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

Максимальная активная нагрузка на подстанции, МВт:

$$P_{\max 4} = 19, P_{\max 7} = 44, P_{\max 11} = 35, P_{\max 12} = 27.$$

Коэффициенты реактивной мощности нагрузки на подстанциях имеют следующие значения:

$$\operatorname{tg}\varphi_4 = 0,753; \operatorname{tg}\varphi_7 = 0,697; \operatorname{tg}\varphi_{11} = 0,697; \operatorname{tg}\varphi_{12} = 0,8.$$

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.

В качестве аварийного режима рассмотреть отключение наиболее нагруженной линии (одной цепи)

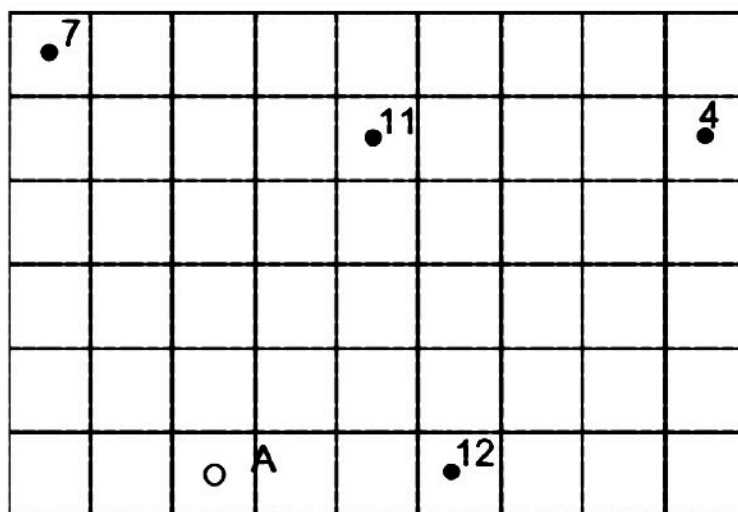
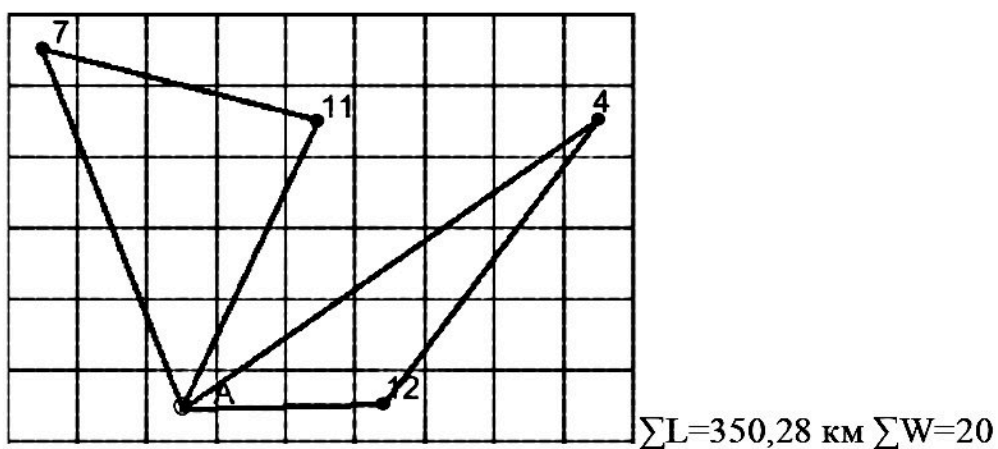


Рис.1. Расположение узлов нагрузки

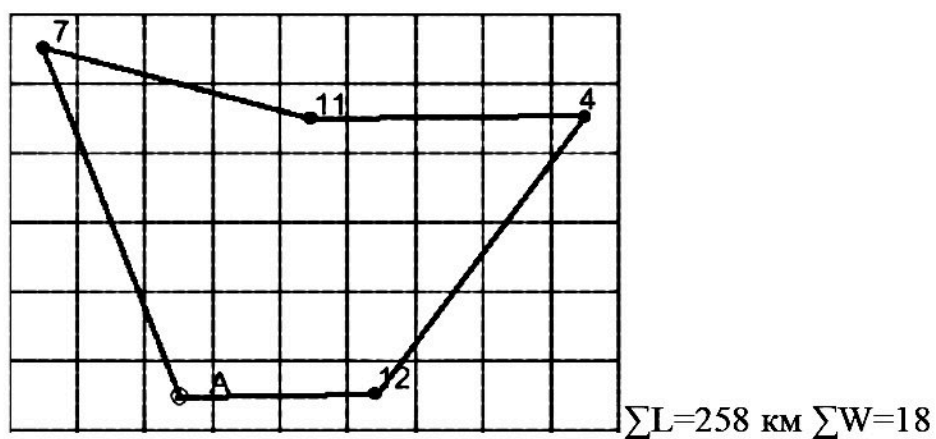
1.2. Выбор вариантов схемы сети

При выборе схем районной электрической сети ориентируемся на суммарную длину ЛЭП и на надежность схемы для 1 категории потребителей.

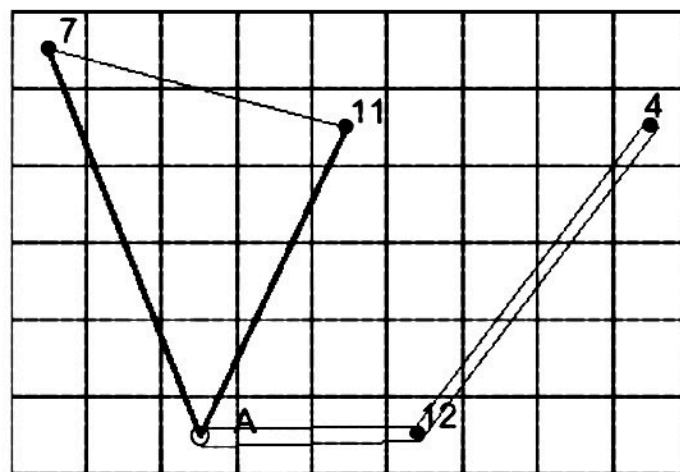
№1



№2

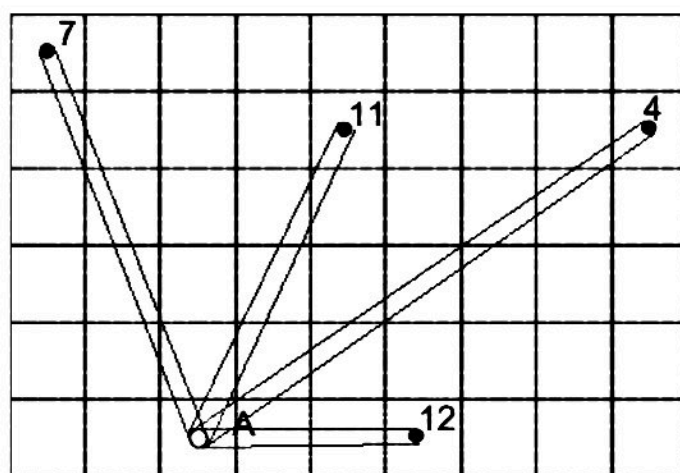


№3



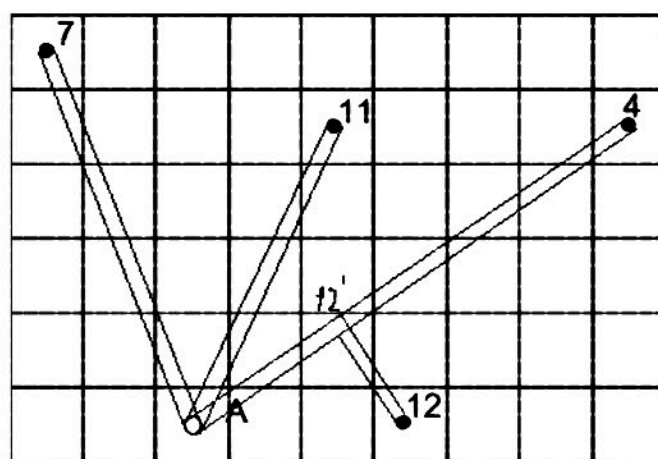
$$\sum L = 263,5 \text{ км} \quad \sum W = 24$$

№4



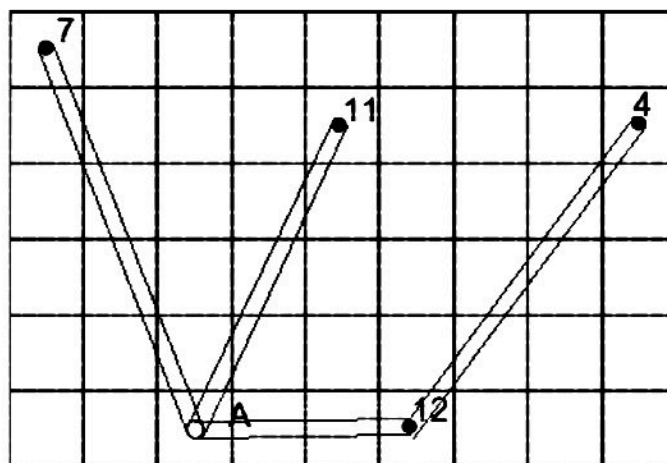
$$\sum L = 240,84 \text{ км} \quad \sum W = 20$$

№5



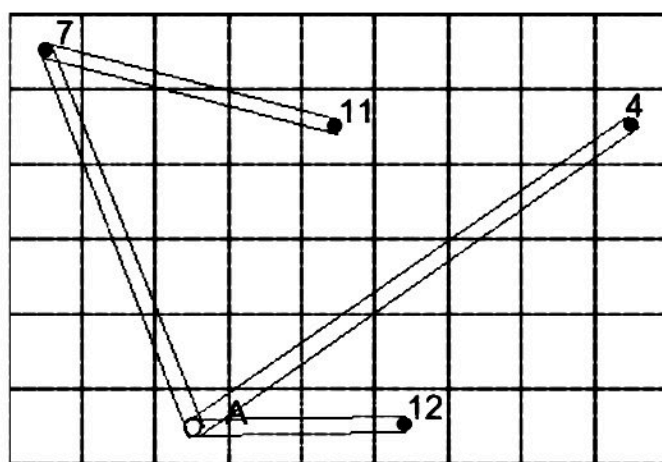
$$\sum L = 222,8 \text{ км} \quad \sum W = 18$$

№6



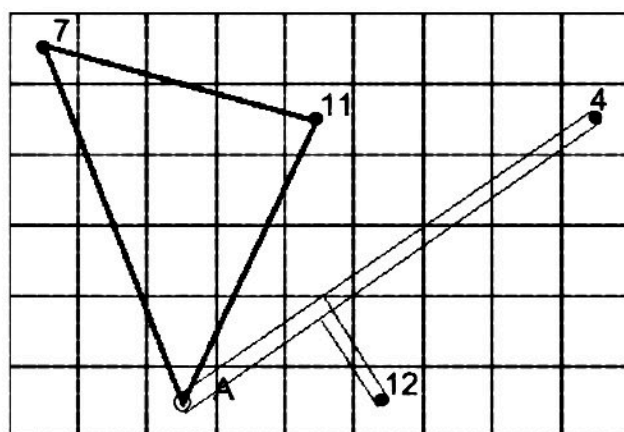
$$\sum L = 214 \text{ км} \quad \sum W = 24$$

№7



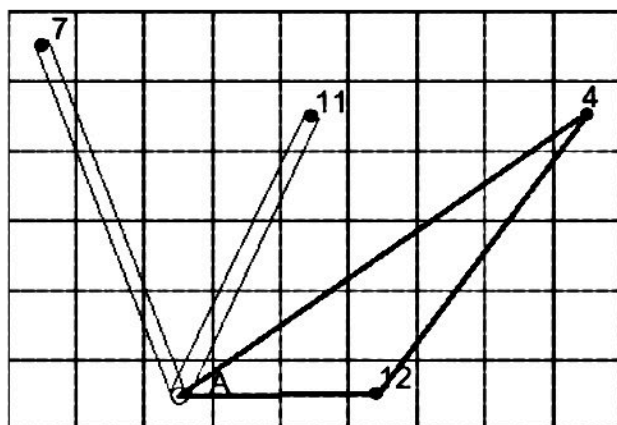
$$\sum L = 236,62 \text{ км} \quad \sum W = 24$$

№8



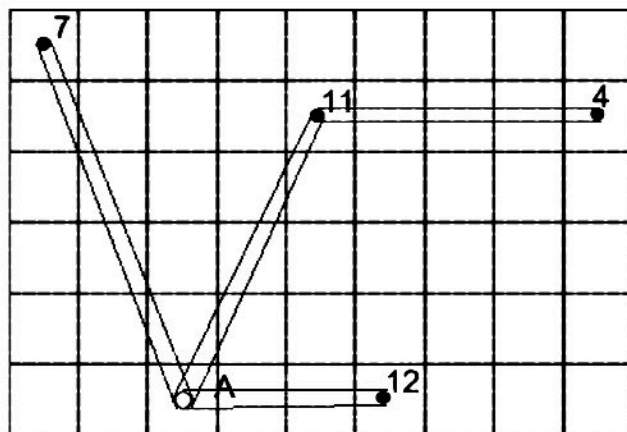
$$\sum L = 272,28 \text{ км} \quad \sum W = 18$$

№9



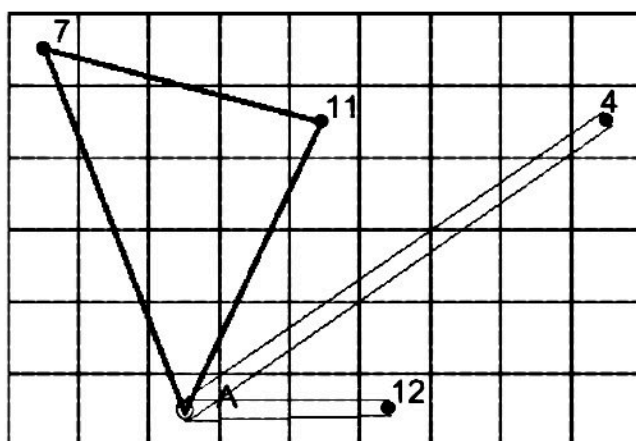
$$\sum L = 300,81 \text{ км} \quad \sum W = 20$$

№10



$$\sum L = 214 \text{ км} \quad \sum W = 24$$

№11



$$\sum L = 290 \text{ км} \quad \sum W = 20$$

Были выбраны схемы №1 и №5

2. Формирование вариантов схемы РЭС и выбор номинального напряжения сети

В качестве расчетных выбрали две конфигурации районной электрической сети (рис. 2.1). Первоначально для них проводятся приближенные расчеты.

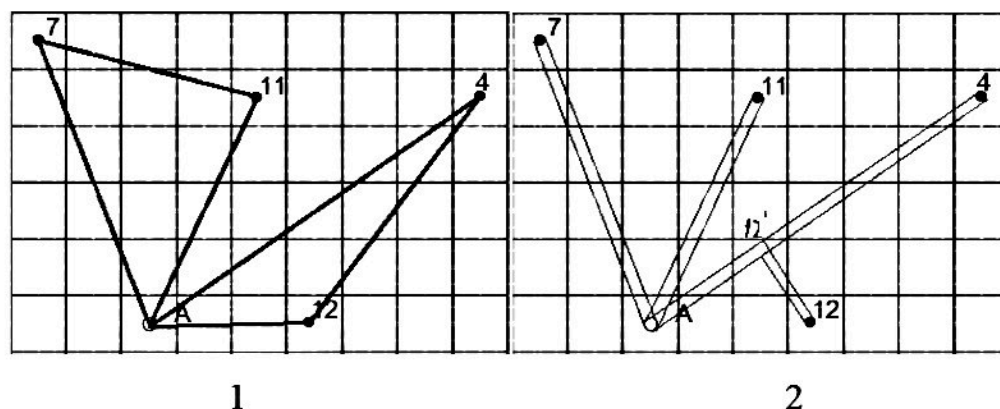


Рис. 2.1. Варианты схем эл.сети

ВАРИАНТ 1

Для выбранной схемы электрической сети определим экономически целесообразное напряжение

Длины трасс линий:

$L_{A-4} = 64,62$ км; $L_{A-12} = 53,66$ км; $L_{A-9} = 36$ км ; $L_{4-12} = 86,53$ км ; $L_{9-9} = 49,47$ км ; $L_{9-11} = 60$ км.

Расчет начинаем с замкнутого контура (кольца) А–7–11–А. Разрежем его по точке питания А, представим в виде линии с двухсторонним питанием (рис.2.1) и определим соответствующие мощности (рис. 2.1). Задаем точку потоко раздела и направления мощностей. Если при расчете получается отрицательное значение мощности, то надо изменить место точки потоко раздела и направления мощностей.

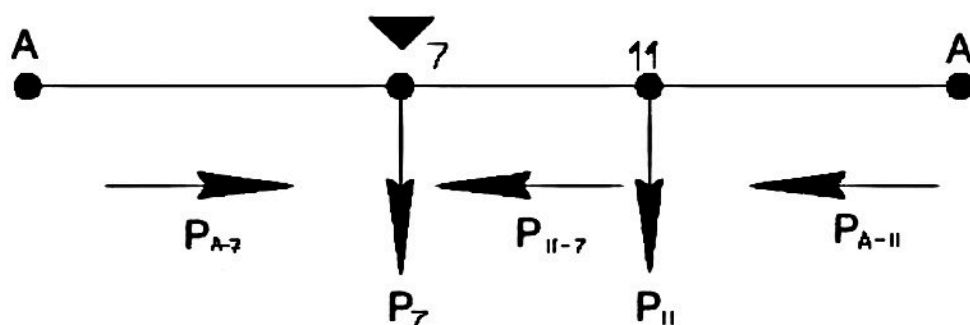


Рис. 2.1. Точка потокоораздела и направление мощностей контура А–7–11–А

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

$$P_{A-7} = \frac{P_7(L_{7-11} + L_{A-11}) + P_{11}L_{A-7}}{L_{A-7} + L_{7-11} + L_{A-11}} = \frac{44(49,47 + 53,66) + 35 \cdot 53,66}{64,62 + 53,66 + 49,47} = 38,24 \text{ МВт}$$

$$P_{A-11} = \frac{P_{11}(L_{7-11} + L_{A-7}) + P_7L_{A-11}}{L_{A-7} + L_{7-11} + L_{A-11}} = \frac{35(49,47 + 64,62) + 44 \cdot 64,62}{64,62 + 53,66 + 49,47} = 40,75 \text{ МВт}$$

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

$$P_{7-11} = P_{A-11} - P_{11} = 40,75 - 35 = 5,75 \text{ МВт}$$

Аналогично (кольцо) А–4–12–А. Разрежем его по точке питания А, представим в виде линии с двухсторонним питанием (рис.2.1) и определим соответствующие мощности (рис. 2.1). Задаем точку потокоораздела и направления мощностей. Если при расчете получается отрицательное значение мощности, то надо изменить место точки потокоораздела и направление мощностей.

Перетоки мощности, для линий А-4,А-12, определяются следующим образом:

$$P_{A-4} = \frac{P_4(L_{4-12} + L_{A-12}) + P_{12}L_{A-4}}{L_{A-4} + L_{4-12} + L_{A-12}} = \frac{19(60 + 36) + 27 \cdot 36}{86,53 + 60 + 36} = 15,31 \text{ МВт}$$

$$P_{A-12} = \frac{P_{12}(L_{4-12} + L_{A-4}) + P_4 L_{A-4}}{L_{A-4} + L_{4-12} + L_{A-12}} = \frac{27(60 + 86,53) + 19 \cdot 86,53}{86,53 + 60 + 36} = 30,68 \text{ МВт}$$

По первому закону Кирхгофа найдем мощность:

$$P_{4-12} = P_{A-12} - P_1 = 30,68 - 27 = 3,68 \text{ МВт}$$

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{\text{ном},A-7}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-7}} + \frac{2500}{P_{A-7}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{64} + \frac{2500}{38,2}}} = 117 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном},A-11}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-11}} + \frac{2500}{P_{A-11}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{53} + \frac{2500}{40,7}}} = 119 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном},7-11}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{7-11}} + \frac{2500}{P_{7-11}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{49} + \frac{2500}{5,75}}} = 47,41 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном},A-4}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-4}} + \frac{2500}{P_{A-4}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{86,5} + \frac{2500}{15,31}}} = 77 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном},A-12}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-12}} + \frac{2500}{P_{A-12}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{36} + \frac{2500}{30,68}}} = 102,4 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном},4-12}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{4-12}} + \frac{2500}{P_{4-12}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60} + \frac{2500}{3,68}}} = 38,13 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном,ср}}^3 = \frac{117 + 119 + 47,41 + 77 + 102,4 + 38,13}{6} = 83,49 \text{ кВ}$$

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

ВАРИАНТ 2

Для выбранной конфигурации электрической сети предварительно определим экономически целесообразное напряжение.

Длины трасс линий:

$$L_{A-7} = 64,62 \text{ км}; L_{A-11} = 53,66 \text{ км}; L_{A-12'} = 36 \text{ км}; L_{12'-4} = 50,53 \text{ км}; \\ L_{12'-12} = 18 \text{ км}$$

Определяем потоки мощности по каждой цепи:

– для первой цепи линии A–11':

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

– для первой цепи линии 11'–11:

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

– для первой цепи линии 11'–4:

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

– для первой цепи линии A–9:

$$P_{A-7} = \frac{P_7}{2} = \frac{44}{2} = 22 \text{ МВт}$$

– для первой цепи линии A–12:

$$P_{A-1} = \frac{P_{11}}{2} = \frac{35}{2} = 17,5 \text{ МВт}$$

Для вторых цепей значения будут аналогичными

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{\text{ном}, A-7}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-7}} + \frac{2500}{P_{A-7}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{64} + \frac{2500}{22}}} = 90,76 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном}, A-11}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-11}} + \frac{2500}{P_{A-11}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{53} + \frac{2500}{17,5}}} = 87 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном}, A-12'}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-12'}} + \frac{2500}{P_{A-12'}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{36} + \frac{2500}{23}}} = 89 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном}, 12'-12}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{12'-12}} + \frac{2500}{P_{12'-12}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{18} + \frac{2500}{13,5}}} = 68,52 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном},12'-4}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{12'-4}} + \frac{2500}{P_{12'-4}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{50,5} + \frac{2500}{9,5}}} = 60 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном,ср}}^3 = \frac{90,76 + 87 + 89 + 68,52 + 60}{5} = 79 \text{ кВ}$$

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

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

Согласно формуле (2.1) части I определим наибольшую суммарную активную мощность, потребляемую в проектируемой сети, зная, что $k_0 = 0,95$, $\Delta P_c = 0,05$:

$$P_{\text{п.нб}} = (k_0 + \Delta P_c)(P_4 + P_7 + P_{11} + P_{12}) = (0,95 + 0,05)(19 + 44 + 35 + 27) = 125 \text{ МВт}$$

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

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

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

Для 4, 7, 11, 12-й подстанций:

$$Q_{\text{нб},4} = P_{\text{нб},4} \cdot \operatorname{tg} \varphi_4 = 19 \cdot 0,753 = 14,307 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{нб},7} = P_{\text{нб},7} \cdot \operatorname{tg} \varphi_7 = 44 \cdot 0,697 = 30,668 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{нб},11} = P_{\text{нб},11} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{11} = 35 \cdot 0,697 = 24,395 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{нб},12} = P_{\text{нб},12} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{12} = 27 \cdot 0,8 = 21,6 \text{ Мвар}$$

Для 4, 7, 11, 12-й подстанций:

$$S_{\text{нб},4} = \sqrt{P_{\text{нб},4}^2 + Q_{\text{нб},4}^2} = \sqrt{19^2 + 14,307^2} = 23,78 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{\text{нб},7} = \sqrt{P_{\text{нб},7}^2 + Q_{\text{нб},7}^2} = \sqrt{44^2 + 30,668^2} = 53,63 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{н6.11} = \sqrt{P_{н6.11}^2 + Q_{н6.11}^2} = \sqrt{35^2 + 24,395^2} = 42,66 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{н6.12} = \sqrt{P_{н6.12}^2 + Q_{н6.12}^2} = \sqrt{27^2 + 21,6^2} = 34,57 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Так как мы рассматриваем электрическую сеть с одной трансформацией напряжения 110/10 кВ, то $\alpha_{T,i}$ примем равным 1:

$$\begin{aligned} \Delta Q_{T,\Sigma} &= 0,1 [\alpha_{T,i} (S_{н6.4} + S_{н6.7} + S_{н6.11} + S_{н6.12})] \\ &= 0,1 [1 (23,78 + 53,63 + 42,66 + 34,57)] = 15,46 \text{ Мвар} \end{aligned}$$

Отсюда:

$$\begin{aligned} Q_{П.н6} &= 0,98 (Q_{н6.4} + Q_{н6.7} + Q_{н6.11} + Q_{н6.12}) = \\ &= 0,98 (14,307 + 30,668 + 24,395 + 21,6) + 15,46 = 104,61 \text{ Мвар} \end{aligned}$$

4. Выбор типа, мощности и места установки компенсирующих устройств

Полученное значение суммарной потребляемой реактивной мощности $Q_{П.н6} = 104,61$ Мвар сравниваем со значением реактивной мощности Q_c

$$Q_c = P_{П.н6} \cdot \operatorname{tg} \varphi_A$$

$$Q_c = P_{П.н6} \cdot \operatorname{tg} \varphi_A = 125 \cdot 0,363 = 45,375 \text{ Мвар}$$

При $Q_{П.н6} > Q_c$ ($104,61 > 45,375$), в проектируемой сети должны быть установлены компенсирующие устройства, суммарная мощность которых определяется по формуле (2.5) части I:

$$Q_{K\Sigma} = Q_{П.н6} - Q_c = 104,61 - 45,375 = 56,235 \text{ Мвар}$$

Определяем мощности конденсаторных батарей

Для 4, 7, 11, 12-й подстанций:

$$Q_{k,4} = P_{н6.4} (\operatorname{tg} \varphi_4 - \operatorname{tg} \varphi_A) = 19 (0,776 - 0,363) = 7,847 \text{ Мвар}$$

$$Q_{k,7} = P_{н6.7} (\operatorname{tg} \varphi_7 - \operatorname{tg} \varphi_A) = 44 (0,697 - 0,363) = 14,696 \text{ Мвар}$$

$$Q_{k,11} = P_{н6.11}(tg\varphi_{11} - tg\varphi_A) = 35(0,697 - 0,363) = 11,69 \text{ Мвар}$$

$$Q_{k,12} = P_{н6.12}(tg\varphi_{12} - tg\varphi_A) = 27(0,8 - 0,363) = 11,8 \text{ Мвар}$$

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

Для 4, 7, 11, 12-й подстанций

$$Q_{k,4} = P_{н6.4}(tg\varphi_4 - tg\varphi_3) = 19(0,76 - 0,3) = 9 \text{ Мвар}$$

$$Q_{k,7} = P_{н6.7}(tg\varphi_7 - tg\varphi_3) = 44(0,697 - 0,3) = 17,468 \text{ Мвар}$$

$$Q_{k,11} = P_{н6.11}(tg\varphi_{11} - tg\varphi_3) = 35(0,697 - 0,3) = 13,895 \text{ Мвар}$$

$$Q_{k,12} = P_{н6.12}(tg\varphi_{12} - tg\varphi_3) = 27(0,8 - 0,3) = 13,5 \text{ Мвар}$$

Второе условие является решающим

Результаты выбора сводим в табл. 4.1.

Таблица 4.1. Тип и количество КУ в узлах

Номер узла	Количество КУ	Тип КУ
4	4	УКРМ-10,5-2250-У3
7	4	УКРМ-10,5-4400-У3
11	4	УКРМ-10,5-3600-У3
12	4	УКРМ-10,5-3600-У3

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

– для 4-го узла $Q_{k,4}$: $4 \times \text{УКРМ-10,5-2250} = 9 \text{ Мвар}$

– для 7-го узла $Q_{k,7}$: $4 \times \text{УКРМ-10,5-4400} = 17,6 \text{ Мвар}$

– для 11-го узла $Q_{k,11}$: $4 \times \text{УКРМ-10,5-3600} = 14,4$ Мвар

– для 12-го узла $Q_{k,12}$: $4 \times \text{УКРМ-10,5-3600} = 14,4$ Мвар

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

$$Q_i = Q_{нб,i} - Q_{k,i}$$

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

$$Q_4 = Q_{нб,4} - Q_{k,4} = 14,307 - 9 = 5,307 \text{ Мвар}$$

$$Q_7 = Q_{нб,7} - Q_{k,7} = 30,668 - 17,6 = 13,068 \text{ Мвар}$$

$$Q_{11} = Q_{нб,11} - Q_{k,11} = 9,995 - 14,4 = 9,995 \text{ Мвар}$$

$$Q_{12} = Q_{нб,12} - Q_{k,12} = 21,6 - 14,4 = 7,1 \text{ Мвар}$$

Определим полные мощности S_i для каждой ПС, которые будут забираться от системы с учетом установки на подстанциях компенсирующих устройств:

$$S_i = P_{нб,i} + jQ_i$$

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

$$S_4 = |P_{нб,4} + jQ_4| = |19 + j5,307| = \sqrt{19^2 + 5,307^2} = 19,727 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_7 = |P_{нб,7} + jQ_7| = |44 + j13,068| = \sqrt{44^2 + 13,068^2} = 45,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{11} = |P_{нб,11} + jQ_{11}| = |35 + j9,995| = \sqrt{35^2 + 9,995^2} = 36,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{12} = |P_{нб,12} + jQ_{12}| = |27 + j7,07| = \sqrt{27^2 + 7,07^2} = 28 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

5. Выбор силовых трансформаторов понижающих подстанций

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

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

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

$$\text{– для ПС № 4: } S_{\text{расч.тр.4}} = \frac{S_4}{K_{\text{перегр.тр.}}} = \frac{19,727}{1,1} = 17,52 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\text{– для ПС № 7: } S_{\text{расч.тр.7}} = \frac{S_7}{K_{\text{перегр.тр.}}} = \frac{45,9}{1,1} = 41,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\text{– для ПС № 11: } S_{\text{расч.тр.11}} = \frac{S_{11}}{K_{\text{перегр.тр.}}} = \frac{36,4}{1,1} = 33,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

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

Таблица 5.1.

Результаты выбора трансформаторов

Номер узла	Полная мощность в узле, МВ·А	Расчетная мощность одного трансформатора	Принятые количество, тип и мощность трансформаторов
4	19,727	17,52	2×ТРДН-25000/110
7	45,9	41,72	2×ТРЦДН-

			63000/110
11	36,4	33,1	2×ТРДН-40000/110
12	28	20,8	2×ТРДН-25000/110

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

Таблица 5.2.

Данные трехфазных двухобмоточных трансформаторов

Справочные дан- ные	ТРДН – 25000 /110	ТРДН – 40000 /110	ТРДН – 63000/110
$S_{ном}, МВ \cdot А$	25	40	63
Пределы регули- рования на сто- роне ВН	$\pm 9 \times 1,78\%$	$\pm 9 \times 1,78\%$	$\pm 9 \times 1,78\%$
$U_{номВН}, кВ$	115	115	115
$U_{номНН}, кВ$	10,5	10,5	10,5
$U_{к ВН-НН}, \%$	10,5	10,5	10,5
$U_{к ВН-НН1 (ВН-НН2)}, \%$	20	20	20
$\Delta P_K, кВт$	120	170	260
$\Delta P_x, кВт$	25	34	59
$I_x, \%$	0,45	0,55	0,6

6. Выбор сечения проводников воздушных линий электропередачи

ВАРИАНТ 1

Рассмотрим в начале кольцо А–7–11–А – линию с двухсторонним питанием (А–7–11–А) (рис. 6.1).

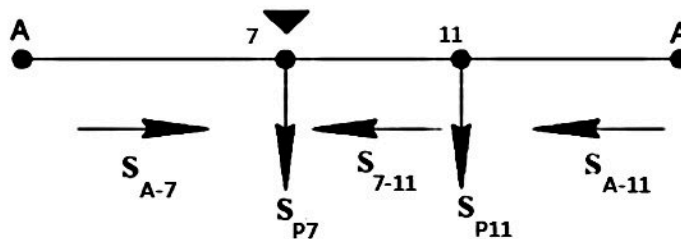


Рис. 6.1

Определим потоки полной мощности по упрощенным формулам по участкам А–7, А–11, 7–11:

$$S_{A-7} = \frac{S_7(L_{7-11} + L_{A-11}) + S_{11}L_{A-11}}{L_{A-7} + L_{7-11} + L_{A-11}} = \frac{45,9(49,47 + 53,66) + 36,4 \cdot 53,66}{64,62 + 53,66 + 49,47} = 40,58 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{A-11} = \frac{S_{11}(L_{7-11} + L_{A-7}) + S_7L_{A-7}}{L_{A-7} + L_{7-11} + L_{A-11}} = \frac{36,4(49,47 + 64,62) + 45,9 \cdot 64,62}{64,62 + 53,66 + 49,47} = 42,43 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

$$S_{11-7} = S_{A-11} - S_{11} = 42,43 - 36,4 = 6 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Рассмотрим кольцо А–4–12–А – линию с двухсторонним питанием (А–4–12–А) Наметим точку потокораздела – точку 4 – и направления потоков мощности.

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

$$S_{A-4} = \frac{S_4(L_{4-12} + L_{A-12}) + S_{12}L_{A-12}}{L_{A-4} + L_{4-12} + L_{A-12}} = \frac{19,727(60 + 36) + 28 \cdot 36}{86,53 + 60 + 36} = 15,88 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{A-12} = \frac{S_{12}(L_{4-12} + L_{A-4}) + S_4 L_{A-4}}{L_{A-4} + L_{4-12} + L_{A-12}} = \frac{28(60 + 86,53) + 19,727 \cdot 86,53}{86,53 + 60 + 36} = 31,82 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

$$S_{12-4} = S_{A-12} - S_{12} = 31,82 - 28 = 3,82 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

– В линии А – 7:

$$I_{pA-7} = \frac{S_{A-7}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{40,58 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 202,8 \text{ А}$$

– В линии А - 11:

$$I_{pA-11} = \frac{S_{A-11}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{42,43 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 233 \text{ А}$$

– В линии 11 - 7:

$$I_{p11-7} = \frac{S_{11-7}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{6 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 33 \text{ А}$$

– В линии А – 4:

$$I_{pA-4} = \frac{S_{A-4}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{15,88 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 87,51 \text{ А}$$

– В линии А - 12:

$$I_{pA-12} = \frac{S_{A-12}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{31,82 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 175,86 \text{ А}$$

– В линии 4 - 12:

$$I_{p4-12} = \frac{S_{4-12}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{3,82 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 21 \text{ А}$$

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

– для одноцепных линий «кольца»:

$$F_{A-7} = \frac{I_{pA-7}}{J_{\Sigma}} = \frac{202,8}{1,1} = 184 \text{ мм}^2 \text{ (AC – 185/27)}$$

$$F_{A-11} = \frac{I_{pA-11}}{J_{\Sigma}} = \frac{233}{1,1} = 212 \text{ мм}^2 \text{ (AC – 185/27)}$$

$$F_{7-11} = \frac{I_{p7-11}}{J_{\Sigma}} = \frac{33}{1,1} = 30 \text{ мм}^2 \text{ (AC – 120/19)}$$

$$F_{A-4} = \frac{I_{pA-4}}{J_{\Sigma}} = \frac{87,51}{1,1} = 80 \text{ мм}^2 \text{ (AC – 120/19)}$$

$$F_{A-12} = \frac{I_{pA-12}}{J_{\Sigma}} = \frac{175,36}{1,1} = 160 \text{ мм}^2 \text{ (AC – 185/27)}$$

$$F_{12-4} = \frac{I_{p12-4}}{J_{\Sigma}} = \frac{21}{1,1} = 19 \text{ мм}^2 \text{ (AC – 120/19)}$$

Послеаварийный режим

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

Рассмотрим кольцо (А-7-11-А):

– при обрыве линии А - 7 (наиболее нагруженной будет линия А - 11):

$$S_{A-11 \text{ авар}} = S_7 + S_{11} = 36,4 + 45,9 = 82,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{pA-11}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-11 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{82,3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 453,5 \text{ А}$$

– при обрыве линии А - 11:

$$S_{A-7 \text{ авар}} = S_7 + S_{11} = 36,4 + 45,9 = 82,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{pA-7}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-7 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{82,3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 453,5 \text{ А}$$

– поток мощности на участке 7-11 или 11-7 принять тот, который получится больше при обрыве линии А-7 или линии А-11:

$$S_{7-11 \text{ авар}} = S_7 = 45,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{p7-11}^{авар} = \frac{S_{7-11 авар}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{45,9 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 253 \text{ A}$$

Рассмотрим кольцо (А-4-12-А):

– при обрыве линии А - 4 (наиболее нагруженной будет линия А - 11):

$$S_{A-12 авар} = S_4 + S_{12} = 36,4 + 45,9 = 47,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{pA-12}^{авар} = \frac{S_{A-12 авар}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{82,3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 263,5 \text{ A}$$

– при обрыве линии А - 12:

$$S_{A-4 авар} = S_4 + S_{12} = 36,4 + 45,9 = 47,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{pA-4}^{авар} = \frac{S_{A-4 авар}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{82,3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 263,5 \text{ A}$$

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

$$S_{4-12 авар} = S_{12} = 28 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{p4-12}^{авар} = \frac{S_{4-12 авар}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{28 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 154 \text{ A}$$

В данном случае решающим условием выбора сечения является первое условие, т.е. выбор сечения по экономической плотности тока в нормальном режиме. Все полученные результаты запишем в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Линия	А - 7	А - 11	11 - 7	А - 4	А - 12	4 - 12
$I_{p,i}, \text{A}$	202,8	233	33	87,51	175,36	21
Марка провода	АС-185/27	АС-240/27	АС-120/19	АС-120/19	АС-185/27	АС-120/19
$I_{p,i}^{авар}, \text{A}$	276	276	143	459,62	200,6	154
$I_{доп,i}, \text{A}$	390	450	390	510	390	390

При сравнении наибольшего тока в послеаварийном режиме с длительно допустимым током по нагреву выполняется неравенство (6.4), и, следова-

тельно, выбранные провода удовлетворяют условию по экономической плотности тока и допустимому нагреву в послеаварийном режиме.

ВАРИАНТ 2

Рассмотрим двухцепные линии. Определим потоки полной мощности по участкам А–7, А–11, А–12':12'-4;12'-12 по каждой цепи двухцепных линий:

– для первой цепи (1ц) линии А–7:

$$S_{A-7} = \frac{S_7}{2} = \frac{45,9}{2} = 23 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

– для первой цепи (1ц) линии А–11:

$$S_{A-11} = \frac{S_{11}}{2} = \frac{36,4}{2} = 18,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

– для первой цепи (1ц) линии А–12':

$$S_{A-12'} = \frac{S_4 + S_{12}}{2} = \frac{28 + 19,727}{2} = 23,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

– для первой цепи (1ц) линии 12'–12:

$$S_{12'-12} = \frac{S_{12}}{2} = \frac{28}{2} = 14 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

– для первой цепи (1ц) линии 12'–4:

$$S_{12'-4} = \frac{S_4}{2} = \frac{19,727}{2} = 9,86 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

$$I_p = I_{нб} \alpha_i \alpha_t$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии, для линий 110 – 220 кВ принимается равным 1,05 [4]; α_t – коэффициент, учитывающий заданное число часов использования максимальной нагрузки линии $T_{\max}$. Выбирается по [4, табл. 3.13] $\alpha_t = 1,0$.

В двухцепной линии ток по каждой цепи:

$$I_{нб} = \frac{S}{2\sqrt{3}U_{ном}}$$

где S – полная мощность, передаваемая по линии.

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

– В одной цепи линии А - 7:

$$I_{pA-7} = \frac{S_{A-7}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{23 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 126,75 \text{ A}$$

– В одной цепи линии А-11:

$$I_{pA-11} = \frac{S_{A-11}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{18,2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 100,3 \text{ A}$$

– В одной цепи линии А - 12':

$$I_{pA-12'} = \frac{S_{A-12'}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{23,9 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 131,7 \text{ A}$$

– В одной цепи линии 12' - 4:

$$I_{p12'-14} = \frac{S_{12'-4}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{9,86 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 54,33 \text{ A}$$

– В одной цепи линии 12' - 12:

$$I_{p12'-12} = \frac{S_{12'-12}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{14 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 77,15 \text{ A}$$

По найденным значениям расчетных токов определяем расчетные сечения проводов ВЛ

$$F_i = \frac{I_p}{J_{\Sigma}}$$

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

– для одной цепи двухцепных линий:

$$S_{12'-12 \text{ авар}} = S_{12} = 28 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{p12'-12}^{\text{авар}} = \frac{S_{12'-12 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{28 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 154,3 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии 12'–4:

$$S_{12'-4 \text{ авар}} = S_4 = 19,727 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{p12'-4}^{\text{авар}} = \frac{S_{12'-4 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{19,727 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 108,7 \text{ А}$$

Первое условие является приоритетным. Все полученные результаты запишем в табл. 6.1.

Таблица 6.1

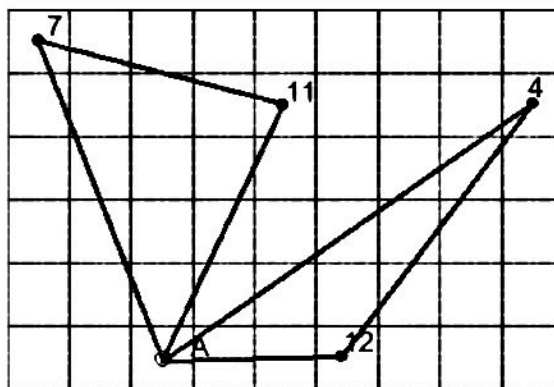
Линия	А-9	А-12	А - 11'	11' - 11	11' - 4
$I_{p,i} , \text{А}$	126,75	100,3	131,7	54,33	77,15
Марка провода	АС – 120/19	АС – 120/19	АС – 120/19	АС – 120/19	АС – 120/19
$I_{p,i}^{\text{авар}} , \text{А}$	253	200,6	263	154,3	108,7
$I_{\text{дон},i} , \text{А}$	390	390	390	390	390

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

7. Выбор схем электрических подстанций

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

ВАРИАНТ 1



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

Для ПС № 4,7,11 и 12 выбирают схему «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» № 5Н (рис. 3.5 части I).

Схема «5Н»

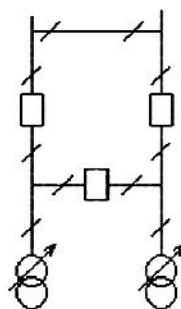


Рис. 3.6

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

Схема «13Н»

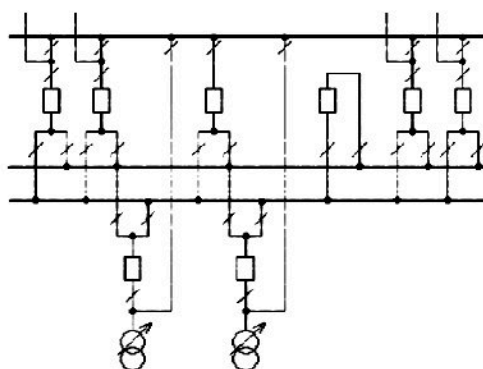


Рис. 3.10

7.2. Применение схем РУ 10 кВ

На ПС № 4, 7, 11, 12 применяют схемы 10(6)–2 – две одиночные, секционированные выключателями системы шин, так как на всех этих подстанциях установлены по два трансформатора с расщепленной обмоткой НН (рис. 3.12 части I).

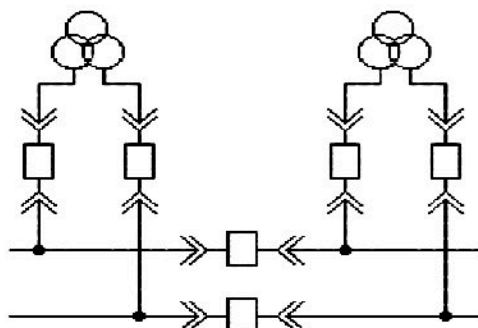
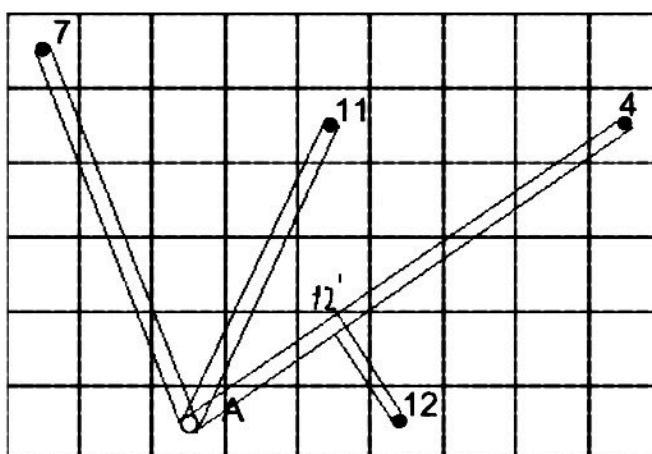


Рис.3.12.
Схема 10(6) – 2

ВАРИАНТ 5



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

Для ПС № 7,11,4,12 выбирают схему «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» № 4Н (рис. 3.5 части I).

Схема «4Н»

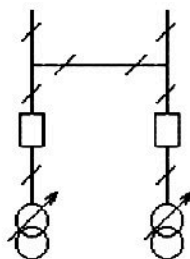


Рис. 3.5

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

Схема «13Н»

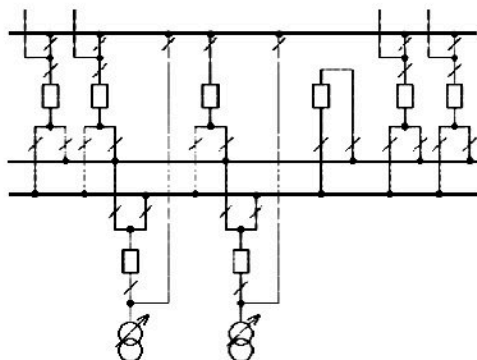


Рис. 3.10

7.2. Применение схем РУ 10 кВ

На ПС № 4, 7, 11, 12 применяют схемы 10(6)–2 - две одиночные, секционированные выключателями системы шин, так как на всех этих подстанциях установлены по два трансформатора с расщепленной обмоткой НН (рис. 3.12 части I).

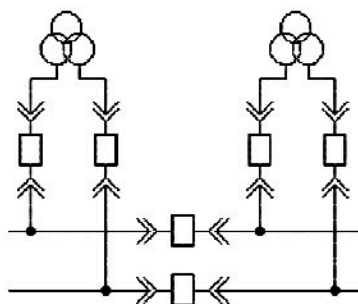


Рис.3.12.
Схема 10(6) – 2

8. Расчет технико-экономических показателей районной электрической сети

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 2000 г., коэффициент индексации цен на текущий 2020 год $K_{\text{пересч}} = 6,0$), используя [4, табл.7.4]:

– для одноцепных ВЛ «кольца». :

$$K_{A-7} = 64,62 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 3,295 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{7-11} = 49,47 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 3,295 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{11-A} = 53,66 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 2,736 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-4} = 86,53 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 4,413 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-12} = 60 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 3,06 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{4-12} = 36 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 1,836 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Суммарные капиталовложения в линии:

$$K_{\text{ЛЭП}} = (3,295 + 3,295 + 2,736 + 4,413 + 3,06 + 1,836) \cdot 10^8 = 17,863 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Определим капитальные вложения в строительство ПС 110/10 кВ.

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

$$K_T = K_{\text{ПЕРЕСЧ}} \cdot \sum_1^4 K_{\text{Трi}} = 6,0 \cdot (5,5 \cdot 10^6 + 7,3 \cdot 10^6 + 5,5 \cdot 10^6 + 9 \cdot 10^6) =$$

$$= 1,63 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

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

Таблица 8.1

Марка	Стоимость, тыс.руб.	Количество	Итоговая стоимость, тыс. руб.
УКРМ–10,5–2250	703,13	4	2812,5
УКРМ–10,5–4400	1375,4	4	550,6
УКРМ–10,5–3600	1197,4	4	4789,4
УКРМ–10,5–3600	1197,4	4	4789,4

В сумме : $K_{ку} = 1,789 \cdot 10^7$ руб

Стоимость РУ ВН [4, табл. 7.18, 7.19] с элегазовыми выключателями, стоимость постоянной части затрат по ПС 110/10 кВ [4, табл. 7.30].

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	$30000 \cdot 6,0 = 180000$	$9000 \cdot 6,0 = 54000$	4,7,11,12	936000
РУ 110 кВ. Линейные ячейки с элегазовыми выключателями	$(7300 \cdot 4) \cdot 6,0 = 175200$	$12250 \cdot 6,0 = 73500$	А	248700

В сумме : $K_{рувн} = 11,847 \cdot 10^8$ руб

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

$$K_{рунн} = 6,0 \cdot (160 \cdot 10^3 \cdot 28 \cdot 4) = 10,75 \cdot 10^7 \text{ руб}$$

Таким образом, вложения в распределительные устройства сети

$$K_{ру} = K_{рувн} + K_{рунн} = 11,847 \cdot 10^8 + 1,075 \cdot 10^8 = 12,922 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

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

$$K = K_{лэп} + K_T + K_{ку} + K_{ру}$$

$$K_{(1)} = 17,863 \cdot 10^8 + 1,63 \cdot 10^8 + 1,789 \cdot 10^8 + 12,922 \cdot 10^8 \\ = 3,259 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

Расчёт суммарных годовых потерь электроэнергии представлен ниже.

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

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

где $T_{\text{MAX}}=4800$ ч время, в течение которого используется максимум нагрузки:

$$\Delta W_{T4} = 0,027 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{19,72/2}{40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 475,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T7} = 0,059 \cdot 8760 + 0,260 \cdot \left(\frac{45,9/2}{40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 957,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T11} = 0,036 \cdot 8760 + 0,172 \cdot \left(\frac{36,4/2}{40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 770 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T12} = 0,027 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{28/2}{25} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 717 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{ТР}}^{\Sigma} = 2(475,3 + 957,9 + 770 + 717) = 5840 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются

как:

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

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-7} = \left(\frac{40,58}{110} \right)^2 \cdot 0,159 \cdot 64,62 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4467 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-11} = \left(\frac{6}{110} \right)^2 \cdot 0,249 \cdot 53,66 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 127 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{7-11} = \left(\frac{42,43}{110} \right)^2 \cdot 0,159 \cdot 49,4 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4524,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-4} = \left(\frac{15,32}{110} \right)^2 \cdot 0,249 \cdot 86,53 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1530 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-12} = \left(\frac{31,82}{110} \right)^2 \cdot 0,159 \cdot 36 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 999,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{4-12} = \left(\frac{3,82}{110} \right)^2 \cdot 0,249 \cdot 60 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 57,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Sigma} = 4467 + 127 + 4524,3 + 1530 + 999,3 + 57,5 =$$

$$= 12140 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

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

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

$$I_{\Delta W(1)} = 3,25 \cdot (5,84 \cdot 10^3 + 12,14 \cdot 10^3) \cdot 10^3 = 5,84 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

ВАРИАНТ 2

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 2000 г., коэффициент индексации цен на текущий 2020 год $K_{\text{пересч}} = 6,0$), используя [4, табл.7.4]:

– для одноцепных ВЛ «кольца». :

$$K_{A-7} = 64,62 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 4,458 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-11} = 53,66 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 3,702 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-12} = 36 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 2,484 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{12-12} = 18 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 1,242 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{12-4} = 50,53 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 3,486 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Суммарные капиталовложения в линии:

$$K_{\text{ЛЭП}} = (4,458 + 3,702 + 2,484 + 1,242 + 3,486) \cdot 10^8 = 15,372 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Определим капитальные вложения в строительство ПС 110/10 кВ.

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

$$K_{\text{T}} = K_{\text{ПЕРЕСЧ}} \cdot \sum_{i=1}^4 K_{\text{ТРi}} = 6,0 \cdot (9 \cdot 10^6 + 7,3 \cdot 10^6 + 5,5 \cdot 10^6 + 5,5 \cdot 10^6) =$$

$$= 1,64 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

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

Марка	Стоимость, тыс.руб.	Количество	Итоговая стоимость, тыс. руб.
УКРМ–10,5–2250	703,13	4	2812,5
УКРМ –10,5–4400	1375,4	4	550,6
УКРМ –10,5–3600	1197,4	4	4789,4
УКРМ –10,5–3600	1197,4	4	4789,4

В сумме : $K_{ку} = 1,789 \cdot 10^7$ руб

Стоимость РУ ВН [4, табл. 7.18, 7.19] с элегазовыми выключателями, стоимость постоянной части затрат по ПС 110/10 кВ [4, табл. 7.30].

Таблица 8.2

Наименование РУ	Стоимость, тыс. руб.	Постоянная часть затрат, тыс. руб	Номер узла	Всего, тыс. руб.
РУ–110 кВ. Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	$15200 \cdot 6,0 = 91200$	$9000 \cdot 6,0 = 54000$	4, 7,11,12	580800
РУ 110 кВ. Линейные ячейки с элегазовыми выключателями	$(7300 \cdot 4) \cdot 6,0 = 175200$	$12250 \cdot 6,0 = 73500$	А	248700

В сумме : $K_{рувн} = 8,295 \cdot 10^8$ руб

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

$$K_{рунн} = 6,0 \cdot (160 \cdot 10^3 \cdot 28 \cdot 4) = 10,75 \cdot 10^7 \text{ руб}$$

Таким образом, вложения в распределительные устройства сети

$$K_{ру} = K_{рувн} + K_{рунн} = 8,295 \cdot 10^8 + 1,075 \cdot 10^8 = 9,35 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

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

$$K = K_{лэп} + K_T + K_{ку} + K_{ру}$$

$$K_{(2)} = 15,372 \cdot 10^8 + 1,64 \cdot 10^8 + 1,789 \cdot 10^7 + 9,35 \cdot 10^8 = 2,58 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

Расчёт суммарных годовых потерь электроэнергии представлен ниже.

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

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

где $T_{\text{MAX}}=4800$ ч время, в течение которого используется максимум нагрузки:

$$\Delta W_{T4} = 0,027 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{19,72/2}{40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 475,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T7} = 0,059 \cdot 8760 + 0,260 \cdot \left(\frac{45,9/2}{40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 957,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T11} = 0,036 \cdot 8760 + 0,172 \cdot \left(\frac{36,4/2}{40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 770 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T12} = 0,027 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{28/2}{25} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 717 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{ТР}}^{\Sigma} = 2(475,3 + 957,9 + 770 + 717) = 5840 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются как:

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

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-7} = \left(\frac{23}{110} \right)^2 \cdot 0,249 \cdot \frac{64,62}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2247,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-11} = \left(\frac{18,2}{110} \right)^2 \cdot 0,249 \cdot \frac{53,66}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1168 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-12'} = \left(\frac{23,9}{110} \right)^2 \cdot 0,249 \cdot \frac{36}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1352 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{12'-12} = \left(\frac{9,86}{110} \right)^2 \cdot 0,249 \cdot \frac{18}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 232 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{12'-4} = \left(\frac{14}{110} \right)^2 \cdot 0,249 \cdot \frac{50,53}{2} \cdot \left(0,124 + \frac{4800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 323 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Sigma} = 2247,5 + 1168,6 + 1352 + 232 + 323 = 5323 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

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

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

$$И_{\Delta W(1)} = 3,25 \cdot (5,84 \cdot 10^3 + 5,323 \cdot 10^3) \cdot 10^3 = 3,627 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

Проведём аналогичные расчёты для второго варианта конфигурации сети.

Сравним экономическую эффективность обоих вариантов.

Объём реализованной продукции:

$$\begin{aligned} Q_P &= T_{\text{МАХ}} \cdot \sum P \cdot 3,25 = 4800 \cdot (19 + 44 + 35 + 27) \cdot 3,25 \cdot 10^3 = \\ &= 1,95 \cdot 10^9 \text{ руб} \end{aligned}$$

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

$$И_{\text{АРО}(1)} = 3,259 \cdot 10^9 \cdot 0,028 = 9,125 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$И_{\text{АРО}(2)} = 2,583 \cdot 10^9 \cdot 0,028 = 7,232 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$И_{\Delta W(1)} = 4,3 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$И_{\Delta W(2)} = 3,627 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

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

$$И_{\Sigma(1)} = 9,125 \cdot 10^7 + 4,3 \cdot 10^7 = 13,425 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$И_{\Sigma(2)} = 7,232 \cdot 10^7 + 3,627 \cdot 10^7 = 10,859 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

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

$$\Pi_1 = 195 \cdot 10^7 - 13,425 \cdot 10^7 = 181,5 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$\Pi_2 = 195 \cdot 10^7 - 10,859 \cdot 10^7 = 184,1 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

Налог на прибыль принимаем 20 % на 2011 г.:

$$H_1 = 0,2 \cdot \Pi_1 = 0,2 \cdot 181,5 \cdot 10^7 = 36,3 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$H_2 = 0,2 \cdot \Pi_2 = 0,2 \cdot 184,1 \cdot 10^7 = 36,8 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

Рентабельности сети вычисляем по формуле:

$$P = \frac{Q_p - И_{\Sigma} - H}{K}$$

$$P_1 = \frac{195 \cdot 10^7 - 13,425 \cdot 10^7 - 36,3 \cdot 10^7}{325,9 \cdot 10^7} = 0,445$$

$$P_2 = \frac{195 \cdot 10^7 - 10,859 \cdot 10^7 - 36,8 \cdot 10^9}{258,3 \cdot 10^7} = 0,57$$

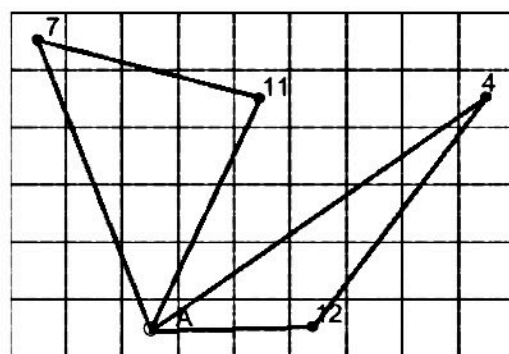
т.е. рентабельность второго варианта выше, чем первого.

Определим срок окупаемости по формуле $T_{ок} = \frac{K}{\Pi + И_{\Sigma}}$

$$T_{ок1} = \frac{325,9 \cdot 10^7}{181,5 \cdot 10^7 + 13,425 \cdot 10^7} = 1,67 \approx 2 \text{ года}$$

$$T_{ок2} = \frac{258,3 \cdot 10^7}{184,1 \cdot 10^7 + 10,859 \cdot 10^7} = 1,3 \approx 1 \text{ год}$$

ВАРИАНТ 1



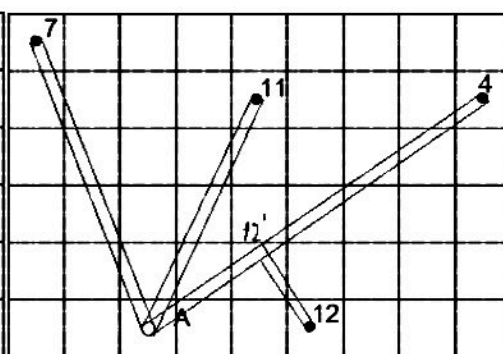
$$K_1 = 3,289 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

$$\Pi_1 = 181,5 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$P_1 = 0,445$$

$$T_{ок1} = 1,67 \approx 2 \text{ года}$$

ВАРИАНТ 2



$$K_2 = 2,583 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

$$\Pi_2 = 184,1 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$P_2 = 0,57$$

$$T_{ок2} = 1,3 \approx 1 \text{ год}$$

Так как в качестве критерий сравнения были взяты капиталовложения, прибыль, рентабельность и срок окупаемости, то, определив и проанализировав технико-экономические характеристики двух вариантов районных электрических сетей, приходим к выводу, что выбираем вариант № 2.

9. Расчет режимов сети

9.1. Максимальный режим

9.1.1. Определение расчетной нагрузки ПС и расчет потерь в трансформаторах

Расчетная нагрузка ПС определяется по формуле:

$$S_{\text{расч},i} = S_{\text{н},i} + \Delta S_i - j(Q_c^{\text{н}} + Q_c^{\text{к}})$$

Емкостные мощности линий $Q_c^{\text{н}}, Q_c^{\text{к}}$ определяются по номинальным напряжениям:

$$Q_c^{\text{н}} = \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 b_{\text{л}}$$

$$Q_c^{\text{к}} = \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 b_{\text{л}}$$

где b — емкостная проводимость линий.

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

$$\Delta P_i = \Delta P_{\text{х}} + \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot S_i^2}{S_{\text{ном}}^2}$$

$$\Delta Q_i = \frac{I_{\text{х}\%} \cdot S_{\text{ном}}}{100} + \frac{u_{\text{к}\%} \cdot S_i^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}$$

Потери полной мощности в трансформаторе определяются по формуле:

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

Для ПС № 4 (2×ТРДН-25000/110):

$$\Delta P_4 = 27 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{19,7}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,0456 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_4 = \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{19,7}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 0,582 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_4 = (0,0456 + j0,582) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС № 7 (2×ТРИЦН-63000/110):

$$\Delta P_7 = 59 \cdot 10^3 + \frac{260 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{45,9}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(63 \cdot 10^6)^2} = 0,093 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_7 = \frac{0,65 \cdot 63 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{45,9}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} = 1,287 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_7 = (0,093 + j1,287) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС № 11 (2×ТРДН-40000/110):

$$\Delta P_{11} = 36 \cdot 10^3 + \frac{172 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{36,4}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 0,071 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{11} = \frac{0,65 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{36,4}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 1,13 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{11} = (0,071 + j1,13) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС №12 (2×ТРДН-25000/110):

$$\Delta P_{12} = 27 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{28}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,064 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{28}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 0,99 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{12} = (0,064 + j0,99) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Определим расчетные нагрузки по каждому трансформатору соответствующих ПС:

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

$$S_{\text{расч.}12} = S_{\text{н.}12} + \Delta S_{12} - j \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 \cdot (b_{0A-12'} \cdot L_{A-12'} + b_{04-12'} \cdot L_{4-12'})$$

$$S_{\text{расч.12}} = 13,5 + j3,6 + 0,064 + j0,99 - j\frac{1}{2} \cdot 2 \cdot 110^2 \cdot (2,66 \cdot 36 + 2,66 \cdot 18) \cdot 10^{-6}$$

$$= (13,564 + j2,85) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

$$S_{\text{расч.4}} = 9,5 + j2,94 + 0,045 + j0,582 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,66 \cdot 86,53 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (9,545 + j5,7) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{\text{расч.7}} = \frac{S_{\text{н.7}}}{2} + \Delta S_7 - j\frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 \cdot b_{0 \text{ A-7}} \cdot L_{\text{A-7}}$$

$$S_{\text{расч.7}} = \frac{44 + j13}{2} + 0,093 + j1,13 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2,66 \cdot 2 \cdot 64,62 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (22,093 + j5,7) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{\text{расч.11}} = \frac{S_{\text{н.11}}}{2} + \Delta S_{11} - j\frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 \cdot b_{0 \text{ A-11}} \cdot L_{\text{A-11}} \cdot 2$$

$$S_{\text{расч.11}} = \frac{35 + j10}{2} + 0,071 + j1,13 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2,66 \cdot 53,66 \cdot 2 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (17,571 + j4,4) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

9.2. Расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линии

Таблица 9.1

Рассмотрим двухцепные линии А-7 , А-11, А-12',12'-12,12'-4

Для линии 12'-4:

$$S_{12-4}^{\text{к}} = S_{\text{п4}} = (9,545 + j0,73) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

$$= \frac{9,545^2 + 0,73^2}{110^2} \cdot (0,249 + j0,427) \cdot \frac{50,53}{2}$$

$$= (0,095 + j0,163) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{12'-4}^H = S_{12'-4}^K + \Delta S_{z.12'-4} - j \frac{1}{2} Q_{12'-4} = (9,64 - j1,87) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии 12'-12:

$$S_{12'-12}^K = S_{p12} = (13,564 + j2,85) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{z.12'-12} = \frac{(P_{12'-12}^K)^2 + (Q_{12'-12}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_{12'-12} = \frac{13,564^2 + 2,85^2}{110^2} \cdot (0,249 + j0,427) \cdot \frac{18}{2} =$$

$$= (0,036 + j0,061) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{12'-12}^H = S_{12'-12}^K + \Delta S_{z.12'-12} - j \frac{1}{2} Q_{12'-12} = (13,6 + j2,33) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии А-12':

$$S_{A-12'}^K = S_{12'-4}^H + S_{12'-12}^H = 9,64 - j1,87 + 13,6 + j2,33 = (23,24 + j0,46) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

$$= \frac{23,24^2 + 0,46^2}{110^2} \cdot (0,159 + j0,429) \cdot \frac{36}{2} =$$

$$= (0,2 + j0,348) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{A-12'}^H = S_{A-12'}^K + \Delta S_{z.A-12'} - j \frac{1}{2} Q_{A-12'} = (23,44 - j0,342) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии А-11:

$$S_{A'-11}^K = S_{p11} = (17,57 + j4,4) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{z.A-11} = \frac{(P_{A-11}^K)^2 + (Q_{A-11}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_{A-11} = \frac{17,57^2 + 4,4^2}{110^2} \cdot (0,249 + j0,427) \cdot \frac{53,66}{2} =$$

$$= (0,18 + j0,31) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{A'-11}^H = S_{A'-11}^K + \Delta S_{z.A'-11} - j \frac{1}{2} Q_{A-11} = (17,75 + j3,85) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии А-7:

$$S_{A'-7}^K = S_{p7} = (22,093 + j5,7) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{zA-7} = \frac{(P_{A-7}^K)^2 + (Q_{A-7}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_{A-7} = \frac{22,093^2 + 5,7^2}{110^2} \cdot (0,249 + j0,427) \cdot \frac{64,62}{2} =$$

$$= (0,34 + j0,6) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{A-7}^H = S_{A-7}^K + \Delta S_{zA-7} - j \frac{1}{2} Q_{A-7} = (22,43 + j5,27) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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 № 4:

$$U_{A-12'} = 115,25 \text{ кВ}$$

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

$$U_4 = 115,25 - \frac{9,64 \cdot 0,249 \cdot 50,53 + 1,887 \cdot 0,427 \cdot 50,53}{115,25} = 114,55 \text{ кВ}$$

Для ПС № 12:

$$U_{12} = 115,25 - \frac{23,44 \cdot 0,159 \cdot 18 - 0,342 \cdot 0,429 \cdot 18}{115,25} = 114,36 \text{ кВ}$$

Для ПС № 7:

$$U_7 = U_{A \max} - \frac{P_{A-7}^K \cdot r_0 \cdot L_{A-7} + Q_{A-7}^K \cdot x_0 \cdot L_{A-7}}{U_{A \max}}$$

$$U_7 = 117 - \frac{\frac{22,43 \cdot 0,249 \cdot 64,62}{2} + \frac{5,27 \cdot 0,427 \cdot 64,62}{2}}{117} = 114,83 \text{ кВ}$$

Для ПС № 11:

$$U_{11} = 117 - \frac{\frac{17,75 \cdot 0,249 \cdot 53,66}{2} + \frac{3,85 \cdot 0,427 \cdot 53,66}{2}}{117} = 115,6 \text{ кВ}$$

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 4,7,11 и 12 U'_H , 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 , 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:

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

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

$$R_{TB} = \frac{\Delta R_{K.BH-НН} \cdot U_{НОМ}^2}{2 \cdot S_{НОМ}^2}$$

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

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

где:

$$K_p = 4 \left(\frac{u_{K.BH-НН1}}{u_{K.BH-НН}} - 1 \right)$$

$$X_{TH} = \frac{u_{K.BH-НН} \cdot U_{НОМ}^2}{100S_{НОМ}} \cdot \frac{K_p}{2}$$

Используя формулы, определим соответствующие показатели для всех подстанций.

Для ПС № 11 (2×ТРДН-40000/110):

$$P'_{H.11} = \frac{P_{H.11} + \Delta P_{T.11}}{2} - \Delta P_{XX} = \frac{35 + 0,071}{2} - 0,036 = 17,5 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H.11} = \frac{Q_{H.11} + \Delta Q_{T.11}}{2} - \Delta Q_{XX} = \frac{10 + 1,13}{2} - 3,85 = 1,715 \text{ Мвар}$$

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

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

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

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

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

$$\begin{aligned} U'_{H.11} &= \frac{U_{B.11}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B.11}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.11} R_{TB} + \frac{P'_{H.11}}{2} R_{TH} \right) + \left(Q'_{H.11} X_{TB} + \frac{Q'_{H.11}}{2} X_{TH} \right) \right]} = \\ &= \frac{115,6}{2} + \sqrt{\frac{115,6^2}{4} - \left[\left(17,5 \cdot 0,71 + \frac{17,5}{2} 1,42 \right) + \left(1,715 \cdot 3,3 + \frac{1,715}{2} 62,84 \right) \right]} = \\ &= 114,86 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Для ПС № 4,12 (2×ТРДН-25000/110):

$$P'_{H.12} = \frac{P_{H.12} + \Delta P_{T.12}}{2} - \Delta P_{XX} = \frac{27 + 0,064}{2} - 0,027 = 13,5 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H.12} = \frac{Q_{H.12} + \Delta Q_{T.12}}{2} - \Delta Q_{XX} = \frac{7,2 + 0,99}{2} + 0,342 = 4,437 \text{ Мвар}$$

$$P'_{H.4} = \frac{P_{H.4} + \Delta P_{T.4}}{2} - \Delta P_{XX} = \frac{19 + 0,045}{2} - 0,027 = 9,5 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H.4} = \frac{Q_{H.4} + \Delta Q_{T.4}}{2} - \Delta Q_{XX} = \frac{5,87 + 0,582}{2} + 1,887 = 5,113 \text{ Мвар}$$

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

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

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

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

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

$$\begin{aligned} U'_{H.12} &= \frac{U_{B.12}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B.12}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.12} R_{TB} + \frac{P'_{H.12}}{2} R_{TH} \right) + \left(Q'_{H.12} X_{TB} + \frac{Q'_{H.12}}{2} X_{TH} \right) \right]} = \\ &= \frac{114,36}{2} + \sqrt{\frac{114,36^2}{4} - \left[\left(9,5 \cdot 1,27 + \frac{9,5}{2} 2,54 \right) + \left(5,113 \cdot 5,27 + \frac{5,113}{2} 100,5 \right) \right]} = \\ &= 111,8 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U'_{H.4} &= \frac{U_{B.4}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B.4}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.4} R_{TB} + \frac{P'_{H.4}}{2} R_{TH} \right) + \left(Q'_{H.4} X_{TB} + \frac{Q'_{H.4}}{2} X_{TH} \right) \right]} = \\ &= \frac{114,55}{2} + \sqrt{\frac{114,55^2}{4} - \left[\left(13,5 \cdot 0,71 + \frac{13,5}{2} 1,42 \right) + \left(4,437 \cdot 3,3 + \frac{4,437}{2} 62,84 \right) \right]} = \\ &= 111,64 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Для ПС № 7 (2×ТРДН-63000/110):

$$P'_{H.7} = \frac{P_{H.7} + \Delta P_{T.7}}{2} - \Delta P_{XX} = \frac{44 + 0,093}{2} - 0,059 = 21,987 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H.7} = \frac{Q_{H.7} + \Delta Q_{T.7}}{2} - \Delta Q_{XX} = \frac{13 + 1,287}{2} - 5,27 = 1,8735 \text{ Мвар}$$

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

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2R_{TB} = 2 \cdot 0,43 = 0,86 \text{ Ом}$$

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

$$X_{TB} = \frac{10,5 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} \cdot \left(1 - \frac{3,62}{4} \right) = 2,09 \text{ Ом}$$

$$X_{TH} = \frac{u_{K.BH-HH} \cdot U_{ном}^2}{100 S_{ном}} \cdot \frac{K_p}{2} = \frac{10,5 (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} \cdot \frac{3,62}{2} = 39,9 \text{ Ом}$$

$$\begin{aligned} U'_{H.7} &= \frac{U_{B.7}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B.7}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.7} R_{TB} + \frac{P'_{H.7}}{2} R_{TH} \right) + \left(Q'_{H.7} X_{TB} + \frac{Q'_{H.7}}{2} X_{TH} \right) \right]} = \\ &= \frac{114,83}{2} + \sqrt{\frac{114,83^2}{4} - \left[\left(21,987 \cdot 0,4 + \frac{21,987}{2} 0,86 \right) + \left(1,8735 \cdot 2,09 + \frac{1,8735}{2} 39,9 \right) \right]} = \\ &= 114,34 \text{ кВ} \end{aligned}$$

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

$$n_{отв.i}^{жел} = \left(\frac{U'_{H.i} \cdot U_{HH}}{U_{H.жел} \cdot U_{BH}} - 1 \right) \frac{100}{\Delta U_{отв}}$$

$$U_H = \frac{U'_{H.i} \cdot U_{HH}}{U_{BH} \left(1 + n_{отв} \frac{\Delta U_{отв}}{100} \right)}$$

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

где $U_{ном} = 10 \text{ кВ, \%}$

Для ПС №4 :

$$n_{отв.4}^{жел} = \left(\frac{111,8 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -1,56, \quad \text{округляем } n_{отв.4} = -2$$

$$U_{н.4} = \frac{111,8 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-2) \frac{1,78}{100}\right)} = 10,58 \text{ кВ}$$

$$\delta U_4 = \frac{10,58 - 10}{10} \cdot 100 = 5,8 \%$$

Для ПС №7:

$$n_{отв.7}^{жел} = \left(\frac{114,3 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = 0,34, \text{ округляем } n_{отв.9} = 0$$

$$U_{н.7} = \frac{114,3 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (0) \frac{1,78}{100}\right)} = 10,43 \text{ кВ}$$

$$\delta U_7 = \frac{10,43 - 10}{10} \cdot 100 = 4,3 \%$$

Для ПС №11:

$$n_{отв.11}^{жел} = \left(\frac{114,86 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -0,068, \text{ округляем } n_{отв.11} = 0$$

$$U_{н.11} = \frac{114,86 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (0) \frac{1,78}{100}\right)} = 10,48 \text{ кВ}$$

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

Для ПС №12:

$$n_{отв.12}^{жел} = \left(\frac{111,64 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -1,64, \text{ округляем } n_{отв.12} = -2$$

$$U_{н.12} = \frac{111,64 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-2) \frac{1,78}{100}\right)} = 10,57 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{12} = \frac{10,57 - 10}{10} \cdot 100 = 5,7 \%$$

№ ПС	U'н, кВ	$n_{отв}$	Uн, кВ	$\delta U, \%$
4	111,8	-2	10.58	5,8

7	114,3	0	10.43	4,3
11	114,86	0	10.48	4.8
12	111,64	-2	10.57	5,7

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

9.3. Послеаварийный режим

Рассмотрим обрывы одной из цепей двухцепных линий. А-4

Определим расчетную мощность подстанций №4:

$$S_{\text{расч.4}} = S_{\text{н.4}} + \Delta S_4 - jQ_{\text{с}12-4}^{\text{н}} = S_{\text{н.4}} + \Delta S_4 - j\frac{1}{2}U_{\text{ном}}^2 \cdot b_0 \cdot L_{4-12}$$

$$S_{\text{расч.4}} = 19 + j5,87 + 0,45 + j0,58 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2,66 \cdot 50,53 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (19,45 + j5,64) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{12-4}^{\text{к}} = S_{\text{п4}} = (19,45 + j5,64) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{\text{з.12'-4}} &= \frac{(P_{12-4}^{\text{к}})^2 + (Q_{12-4}^{\text{к}})^2}{U_{\text{авар}}^2} \cdot Z_{12-4} \\ &= \frac{19,45^2 + 5,64^2}{110^2} \cdot (12,58 + j21,7) = \end{aligned}$$

$$= (0,434 + j0,744) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{12'-4}^{\text{н}} = S_{12'-4}^{\text{к}} + \Delta S_{\text{з.12'-4}} = 19,45 + j5,64 + 0,434 + j0,744 =$$

$$= (19,884 + j6,384) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Определим расчетную мощность подстанций №12

$$S_{\text{расч.12}} = S_{12-12'}^{\text{к}} = S_{\text{н.12}} + \Delta S_{12} - jQ_{\text{с}12-12'}^{\text{н}} = S_{\text{н.12}} + \Delta S_{12} - j\frac{1}{2}U_{\text{ном}}^2 \cdot b_0 \cdot L_{12'-12}$$

$$S_{\text{расч.12}} = 27 + j7,2 + 0,064 + j0,99 - j0,5 \cdot 110^2 \cdot 2,66 \cdot 18 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (27,064 + j7,9) \text{ MB} \cdot \text{A}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{z.12'-12} &= \frac{(P_{12-12}^K)^2 + (Q_{12-12}^K)^2}{U_{\text{авар}}^2} \cdot Z_{12-12} \\ &= \frac{27,064^2 + 7,9^2}{110^2} \cdot (2,24 + j3,843) = \end{aligned}$$

$$= (0,15 + j0,257) \text{ MB} \cdot \text{A}$$

$$\begin{aligned} S_{12',-12}^H &= S_{12',-12}^K + \Delta S_{z.12'-12} = 27,064 + j7,9 + 0,15 + j0,257 = \\ &= (27,214 + j8,157) \text{ MB} \cdot \text{A} \end{aligned}$$

Определим потоки мощности в начале и конце линии А-12'

$$\begin{aligned} S_{A-12'}^K &= S_{12',-12}^H + S_{12',-4}^H = 9,884 + j6,384 + 27,214 + j8,157 \\ &= 47,1 + j14,5 \text{ MB} \cdot \text{A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{z.A-12'} &= \frac{(P_{A-12'}^K)^2 + (Q_{A-12'}^K)^2}{U_{\text{авар}}^2} \cdot Z_{A-12'} = \frac{47,1^2 + 14,5^2}{110^2} \cdot (4,482 + j7,686) \\ &= 0,916 + j1,517 \text{ MB} \cdot \text{A} \end{aligned}$$

$$S_{A-12'}^H = S_{A-12'}^K + \Delta S_{z.A-12'} = 47,1 + j14,5 + 0,916 + j1,517 = 48 + j16,11 \text{ MB} \cdot \text{A}$$

Определим расчетную мощность подстанций №7

$$\begin{aligned} S_{\text{расч.7}} &= S_{A-7}^K = S_{H.7} + \Delta S_7 - jQ_{cA-7}^H \\ &= 44 + j13 + 0,093 + j1,287 - j0,5 \cdot 110^2 \cdot 2,66 \cdot 64,62 \cdot 10^{-6} = \\ &= (44,093 + j13,8) \text{ MB} \cdot \text{A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{z.A-7} &= \frac{(P_{A-7}^K)^2 + (Q_{A-7}^K)^2}{U_{\text{авар}}^2} \cdot Z_{A-7} = \frac{44,093^2 + 13,8^2}{110^2} \cdot (8 + j13,8) \\ &= 1,44 + j2,48 \end{aligned}$$

$$S_{A-7}^H = S_{A-7}^K + \Delta S_{z.A-7} = 44,093 + j13,8 + 1,44 + j2,48 = 45,53 + j16,28$$

Определим расчетную мощность подстанций №11

$$\begin{aligned} S_{\text{расч.11}} &= S_{A-11}^K = S_{H.11} + \Delta S_{11} - jQ_{cA-11}^H \\ &= 35 + j10 + 0,071 + j1,13 - j0,5 \cdot 110^2 \cdot 2,66 \cdot 53,66 \cdot 10^{-6} = \\ &= (35,071 + j10,267) \text{ MB} \cdot \text{A} \end{aligned}$$

$$\Delta S_{z.A-11} = \frac{(P_{A-11}^K)^2 + (Q_{A-11}^K)^2}{U_{авар}^2} \cdot Z_{A-11} = \frac{35,071^2 + 10,267^2}{110^2} \cdot (6,68 + j11,45) \\ = 0,75 + j1,286$$

$$S_{A-11}^H = S_{A-11}^K + \Delta S_{z.A-11} = 35,071 + j10,267 + 0,75 + j1,286 = 35,82 + j11,55$$

9.3.1. Определение значения напряжения в узловых точках в послеаварийном режиме

Расчет проводим от начала к концам.

Для ПС № 12: $U_{A-12'} = 102,8$ кВ

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

$$U_{12} = 102,8 - \frac{27,214 \cdot 0,259 \cdot 18 + 8,157 \cdot 0,429 \cdot 18}{102,8} = 101 \text{ кВ}$$

Для ПС № 4:

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

$$U_4 = 102,8 - \frac{19,884 \cdot 0,249 \cdot 50,53 + 6,384 \cdot 0,427 \cdot 50,53}{102,8} = 99 \text{ кВ}$$

Для ПС № 11:

$$U_{11} = U_{A \text{ авар}} - \frac{P_{A-11}^H \cdot r_0 \cdot L_{A-11} + Q_{A-11}^H \cdot x_0 \cdot L_{A-11}}{U_{A \text{ авар}}} ;$$

$$U_{11} = 109 - \frac{35,82 \cdot 0,249 \cdot 53,66 + 11,55 \cdot 0,427 \cdot 53,66}{109} = 102,18 \text{ кВ}$$

Для ПС № 7:

$$U_7 = 109 - \frac{45,53 \cdot 0,249 \cdot 64,62 + 16,28 \cdot 0,427 \cdot 64,62}{109} = 98,15 \text{ кВ}$$

9.3.2. Регулирование напряжения в электрической сети

в послеаварийном режиме

Определим значения напряжений в электрической сети в послеаварийном режиме:

$$\begin{aligned}U'_{H.4} &= \frac{U_{B.4}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B.4}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.4} R_{TB} + \frac{P'_{H.4}}{2} R_{TH} \right) + \left(Q'_{H.4} X_{TB} + \frac{Q'_{H.4}}{2} X_{TH} \right) \right]} = \\&= \frac{99}{2} + \sqrt{\frac{99^2}{4} - \left[\left(9,5 \cdot 1,27 + \frac{9,5}{2} 2,54 \right) + \left(4,113 \cdot 5,27 + \frac{4,113}{2} 100,5 \right) \right]} = \\&= 96,37 \text{ кВ}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}U'_{H.7} &= \frac{U_{B.7}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B.7}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.7} R_{TB} + \frac{P'_{H.7}}{2} R_{TH} \right) + \left(Q'_{H.7} X_{TB} + \frac{Q'_{H.7}}{2} X_{TH} \right) \right]} = \\&= \frac{98,15}{2} + \sqrt{\frac{98,15^2}{4} - \left[\left(21,987 \cdot 0,43 + \frac{21,987}{2} 0,86 \right) + \left(1,8735 \cdot 2,09 + \frac{1,8735}{2} 39,9 \right) \right]} = \\&= 97,53 \text{ кВ}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}U'_{H.11} &= \frac{U_{B.11}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B.11}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.11} R_{TB} + \frac{P'_{H.11}}{2} R_{TH} \right) + \left(Q'_{H.11} X_{TB} + \frac{Q'_{H.11}}{2} X_{TH} \right) \right]} = \\&= \frac{102,18}{2} + \sqrt{\frac{102,18^2}{4} - \left[\left(17,5 \cdot 0,71 + \frac{17,5}{2} 1,42 \right) + \left(1,715 \cdot 3,3 + \frac{1,715}{2} 62,84 \right) \right]} = \\&= 100,83 \text{ кВ}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}U'_{H.12} &= \frac{U_{B.12}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B.12}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.12} R_{TB} + \frac{P'_{H.12}}{2} R_{TH} \right) + \left(Q'_{H.12} X_{TB} + \frac{Q'_{H.12}}{2} X_{TH} \right) \right]} = \\&= \frac{101}{2} + \sqrt{\frac{101^2}{4} - \left[\left(113,5 \cdot 1,27 + \frac{13,5}{2} 2,54 \right) + \left(0,615 \cdot 5,27 + \frac{0,615}{2} 100,5 \right) \right]} = \\&= 100,31 \text{ кВ}\end{aligned}$$

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

Для ПС №4 :

$$n_{отв.4}^{жел} = \left(\frac{96,37 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -9,1, \quad \text{округляем } n_{отв.4} = -9$$

$$U_{н.4} = \frac{96,37 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-9) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,48 \text{ кВ}$$

$$\delta U_4 = \frac{10,48 - 10}{10} \cdot 100 = 4,8 \%$$

Для ПС №7:

$$n_{отв.7}^{жел} = \left(\frac{97,53 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -8,53, \quad \text{округляем } n_{отв.9} = -9$$

$$U_{н.7} = \frac{97,53 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-9) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,6 \text{ кВ}$$

$$\delta U_7 = \frac{10,6 - 10}{10} \cdot 100 = 6 \%$$

Для ПС №11:

$$n_{отв.11}^{жел} = \left(\frac{100,83 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -6,92, \text{ округляем } n_{отв.11} = -7$$

$$U_{н.11} = \frac{100,83 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-7) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,51 \text{ кВ}$$

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

Для ПС №12:

$$n_{отв.12}^{жел} = \left(\frac{101 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -6,83, \text{ округляем } n_{отв.12} = -7$$

$$U_{H.12} = \frac{101 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-7) \frac{1,78}{100}\right)} = 10,54 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{12} = \frac{10,54 - 10}{10} \cdot 100 = 5,4 \%$$

Результаты расчета запишем в таблицу 9.3.

Таблица 9.3

№ ПС	U' _Н , кВ	n _{отв.} ^{жел}	n _{отв}	U _Н , кВ	δU, %
4	96,37	-9,1	-9	10,48	4,8
7	97,53	-8,53	-9	10,6	6
11	100,83	-6,92	-7	10,51	5,1
12	101	-6,83	-7	10,54	5,4