

1. СОСТАВЛЕНИЕ ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ СЕТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.

При составлении вариантов конфигурации сети следует исходить из следующих соображений:

а). Электрическая сеть должна обеспечить заданную надежность электроснабжения. Согласно ПУЭ, потребители 1-й и 2-й категории должны обеспечиваться электроэнергией не менее чем от двух независимых источников питания. При питании потребителей района от шин распределительных устройств электростанций или подстанций энергосистемы независимыми источниками можно считать разные секции шин этих распределительных устройств, если они имеют питание от разных генераторов или трансформаторов и электрически между собой не связаны или имеют связь, автоматически отключаемую при нарушении нормальной работы одной из секций.

Для питания потребителей 1-й категории применяют резервированные схемы с АВР. Питание потребителей 2-й категории осуществляется, как правило, тоже по резервированным схемам, но включение резерва при этом может быть ручным. Допускается питание потребителей 2-й категории и по не резервированным схемам, но целесообразность такого решения должна доказываться сравнением ущерба от недоотпуска электроэнергии в послеаварийном режиме при нерезервированной схеме с необходимым повышением затрат на создание резервированной схемы. Питание потребителей 3-й категории может, осуществляется по не резервированной схеме.

Если в одном пункте имеются потребители разных категорий, то при выборе конфигурации сети следует исходить из высшей категории потребителей данного пункта.

б). Проектируемая сеть должна быть по возможности простой. В районных сетях применяют три типа схем электроснабжения:

- разомкнутые нерезервированные радиальные и магистральные, выполняемые одноцепными линиями;
- разомкнутые резервированные радиальные и магистральные, выполняемые двухцепными линиями;

- замкнутые резервированные (в том числе с двусторонним питанием);
- выполняемые одноцепными линиями.

Выбор конкретного типа схемы определяется взаимным расположением пунктов

потребления и составом потребителей по категориям. Составление вариантов следует начинать с наиболее простых схем – радиальных и магистральных, выбирая для них кратчайшие трассы. Для передачи электроэнергии к пунктам, расположенным в одном направлении от источника питания, используется одна трасса. Передача электроэнергии по линиям должна осуществляться только в направлении общего потока энергии от источника питания к потребителям. Передача электроэнергии в обратном направлении даже на отдельных участках сети приведет к повышению капиталовложений, повышению потерь мощности и энергии. Кроме того, следует учитывать, что радиальные и магистральные схемы позволяют сооружать подстанции без выключателей на стороне высшего напряжения то есть более дешевые. Но в то же время они характеризуются наибольшей суммарной длиной линий (в одноцепном исчислении).

в). Применение более сложных замкнутых схем повышает надежность электро-снабжения, но имеет и отрицательные стороны. Как правило, применение замкнутой схемы электроснабжения экономически целесообразно только в том случае, если суммарная длина линий замкнутой сети получается существенно ниже, чем суммарная длина линий разомкнутой сети (в одноцепном исчислении), то есть, если экономятся капиталовложения на строительство линий и требуется меньший расход алюминия. Применение замкнутой сети, как правило, экономически нецелесообразно, если при объединении линий в замкнутый контур образуется протяженный малозагруженный участок. Замкнутые схемы требуют использования на подстанциях потребителей схем с выключателями на стороне высшего напряжения, и это удорожает подстанции. Кроме того, если простая замкнутая сеть охватывает 4...6 потребителей, то в послеаварийных режимах, возникающих при отключении одного из головных участков, в ней происходит недопустимо большая потеря напряжения. Впрочем этот недостаток легко устранить, если расчленив кольцо на два взаимосвязанных контура (то есть перейти к сложнозамкнутой сети)

или перевести сеть на более высокое номинальное напряжение. Поэтому применение замкнутой сети всегда требует экономического обоснования.

Формирование вариантов схемы

Разработку вариантов необходимо начинать не по пути «всевозможных сочетаний» линий, подстанций и номинальных напряжений, а на основе принципов, приведенных выше, и с учетом соображений альтернативности качеств и показателей определенных типов схем сетей. На такой основе можно рекомендовать формирование в первую очередь вариантов сетей:

1. радиально – магистрального типа, при котором линии (одноцепные или двухцепные) не образуют замкнутых контуров;

2. простейшие замкнутые кольцевые (петлевые);

Магистрально – радиальные сети, как правило:

1. имеют наименьшую длину трасс линий;

2. имеют наименьшую величину потерь напряжения, мощности и электроэнергии;

3. возможности применения простых схем на стороне высшего напряжения транзитных подстанций;

4. могут иметь высокую суммарную длину и стоимость линий, которые на большей части (или на всех участках) должны сооружаться двухцепными по условию надежности;

5. обладают большими резервами по пропускной способности линий при перспективном росте нагрузок в заданных пунктах.

Кольцевые (петлевые) схемы обычно:

1. обладают повышенной длиной трасс линий;

2. имеют повышенные потери мощности и электроэнергии и большие потери напряжения в послеаварийных режимах;

3. могут иметь пониженную суммарную стоимость линий – одноцепных на всех участках или большей части участков;

4. обладают хорошими возможностями присоединения новых подстанций, расположенных на территории района. Промежуточными (компромиссными) технико-экономическими характеристиками могут обладать сложно-замкнутые сети. В некоторых случаях такое выполнение схемы может оказаться рациональным

(например, при преобладании нагрузки в одном из пунктов). Рассмотрим по-7
следовательность составления вариантов сети, а также процесс выбора из них
ограниченного числа вариантов для дальнейшего рассмотрения.

Вариант 1 (рис.1.)представляет собой простейшие замкнутые кольцевые (петлевые) сеть, ха-
рактеризующуюся тем, что источники питания расположены далеко друг от друга

Схема №1

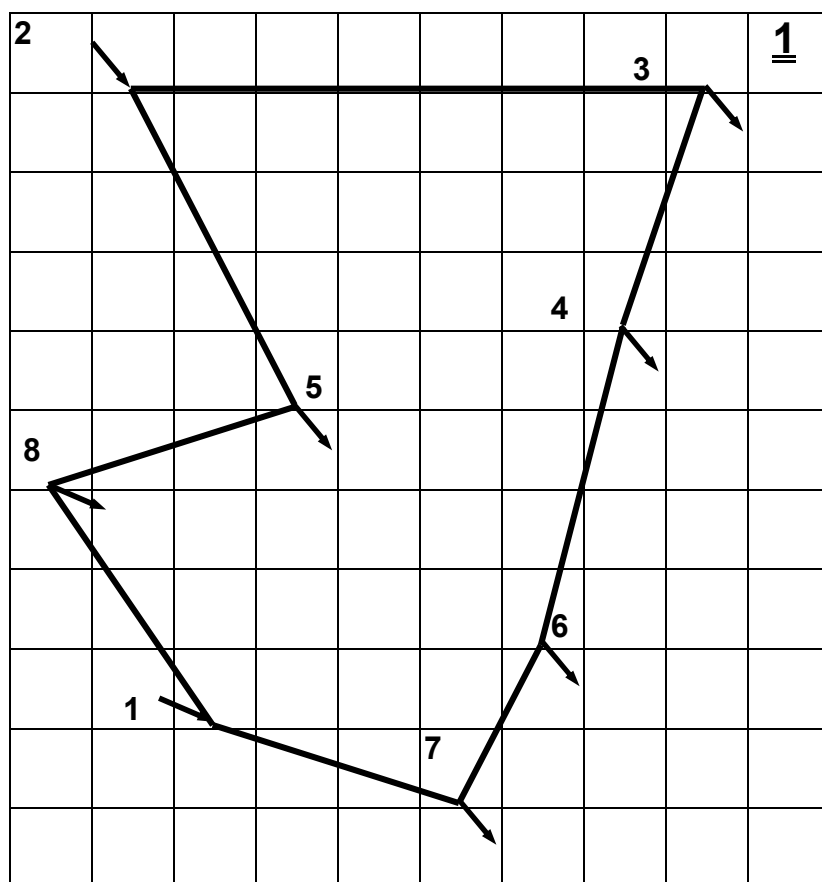
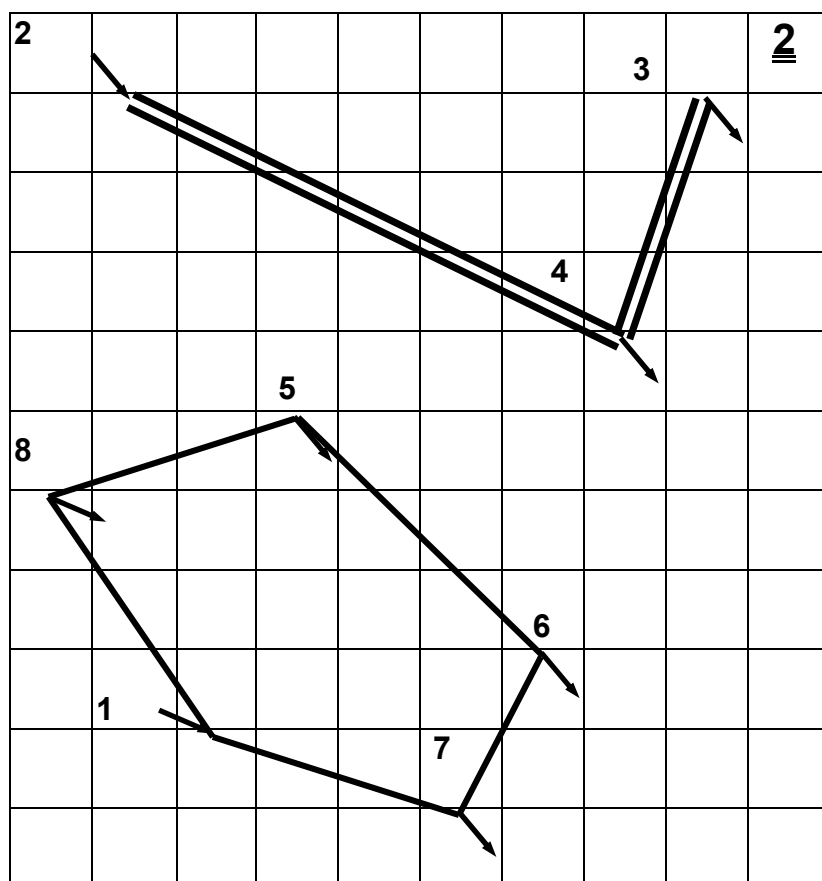


Схема №2



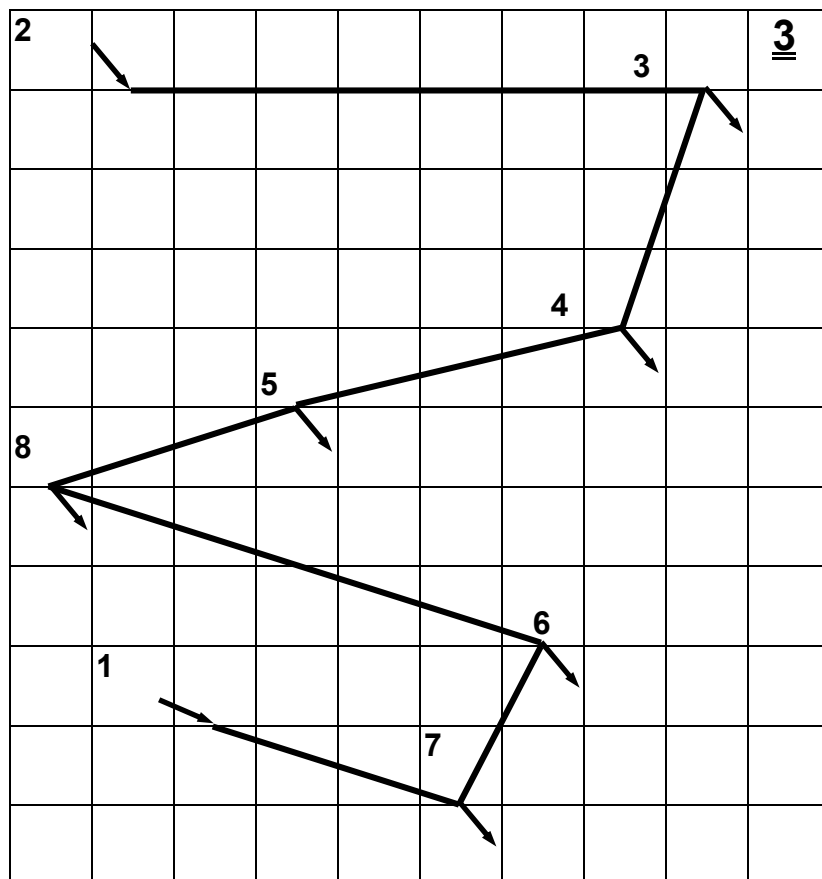


Схема №4

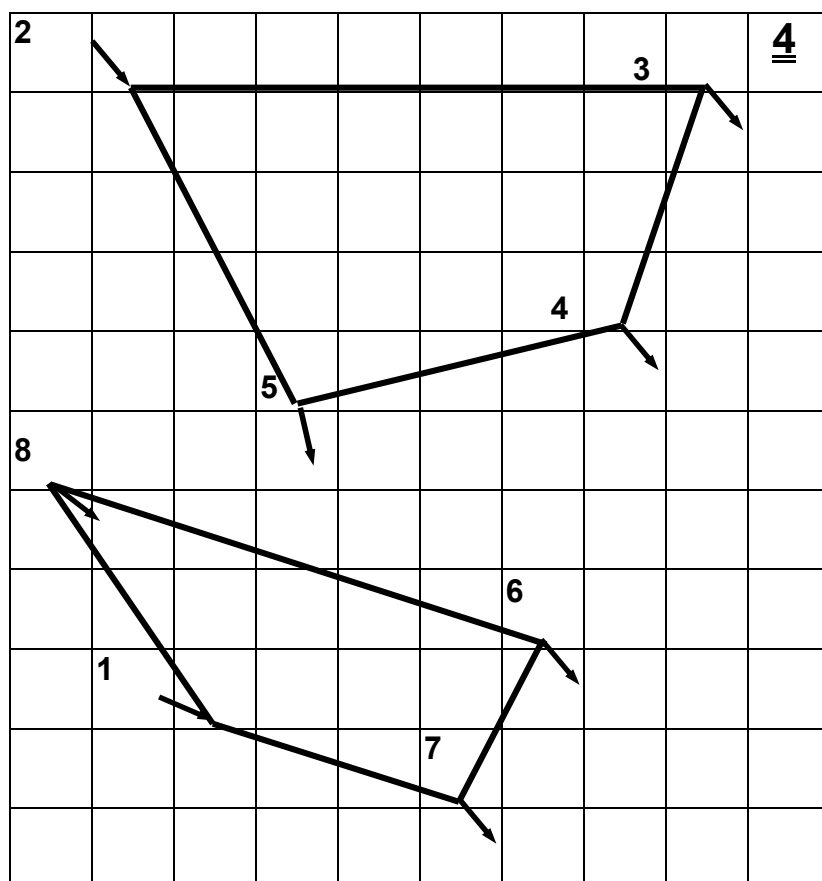
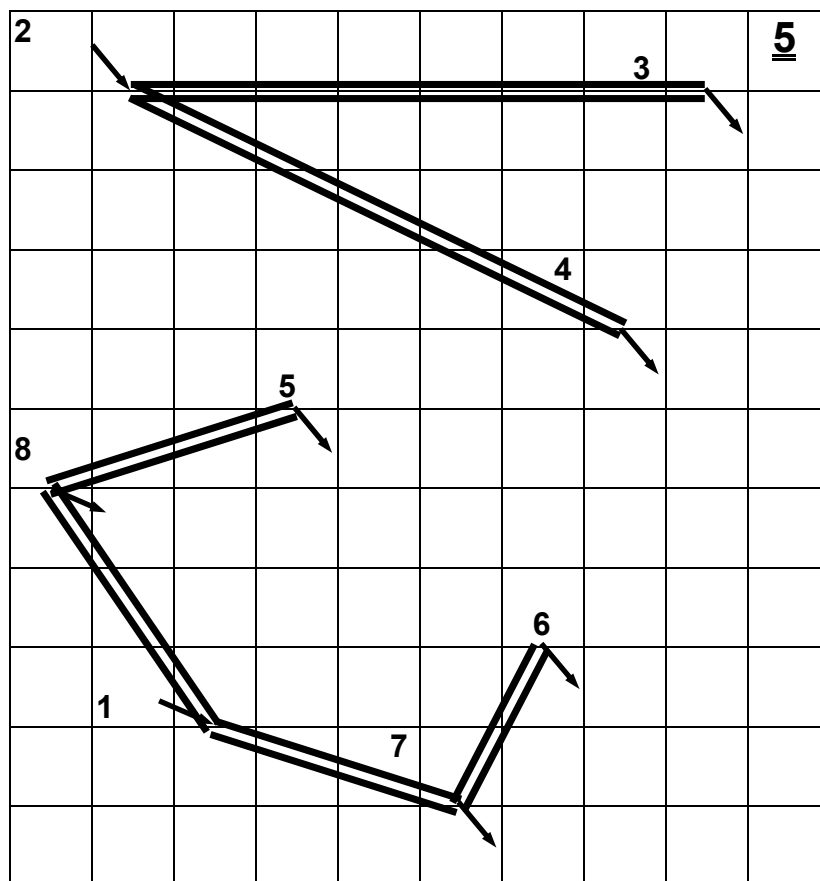


Схема №5



На основании выбранных схем электроснабжения определяется стоимость затрат на строительство ЛЭП.

Из справочника выбирается 4 район, ж/б опоры, провод 240 мм², стоимость одного километра одноцепной ЛЭП – 16,6 тысяч рублей, двухцепной ЛЭП – 26 тысяч рублей.

Сх. №1 – $l_{17} = 41\text{км}$, $l_{76} = 23\text{км}$, $l_{64} = 42\text{км}$, $l_{43} = 32\text{км}$, $l_{32} = 80\text{км}$, $l_{25} = 45\text{км}$, $l_{58} = 32\text{км}$, $l_{81} = 31\text{км}$.

Одноцепных ЛЭП – 333 км. Стоимость составляет – **5527,8** тыс. руб.

Сх. №2 – $l_{17} = 41\text{км}$, $l_{76} = 23\text{км}$, $l_{65} = 50\text{км}$, $l_{58} = 32\text{км}$, $l_{81} = 31\text{км}$, $l_{24} = 76\text{км}$, $l_{43} = 32\text{км}$.

Одноцепных ЛЭП – 183 км. Стоимость составляет – 3037,8 тыс. руб.

Двухцепных ЛЭП – 107 км. Стоимость составляет – 2889 тыс. руб.

Общая стоимость составляет – **5926,8** тыс. руб.

Сх. №3 – $l_{17} = 41\text{км}$, $l_{76} = 23\text{км}$, $l_{68} = 73\text{км}$, $l_{85} = 32\text{км}$, $l_{54} = 51\text{км}$, $l_{43} = 32\text{км}$, $l_{32} = 80\text{км}$

Одноцепных ЛЭП – 332 км. Стоимость составляет – **5511** тыс. руб.

Сх. №4 – $l_{17} = 41\text{км}$, $l_{76} = 23\text{км}$, $l_{68} = 73\text{км}$, $l_{81} = 31\text{км}$, $l_{54} = 51\text{км}$, $l_{43} = 32\text{км}$, $l_{32} = 80\text{км}$, $l_{25} = 45\text{км}$

Одноцепных ЛЭП – 376 км.

Стоимость составляет – **6241,6** тыс. руб.

Сх. №5 – $l_{17} = 41\text{км}$, $l_{76} = 23\text{км}$, $l_{58} = 32\text{км}$, $l_{81} = 31\text{км}$, $l_{24} = 76\text{км}$, $l_{23} = 80\text{км}$.

Двухцепных ЛЭП – 283 км. Стоимость составляет – **7641** тыс. руб.

Так как по надёжности все схемы линий являются одинаковыми, все потребители в основном являются потребителями первой и второй категории и должны иметь двухстороннее питание, то схемы выбираем исходя из стоимости затрат. Схемы №4 и №5 являются самыми протяжёнными и дорогими, поэтому дальнейший расчет будем вести для схем №1, №2, №3.

2. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ВЫБРАННЫХ ВАРИАНТОВ.

2.1. Составление предварительного баланса активных и реактивных мощностей для каждого пункта потребителей.

На основании исходных данных рассчитываются $\cos\phi$, $\sin\phi$ и $\tg\phi$:

Таблица 1

Потребитель	S, МВА	$\cos\phi$	$\sin\phi$	$\tg\phi$
3	25	0,80	0,60	0,75
4	18	0,80	0,60	0,75
5	30	0,90	0,44	0,48
6	35	0,85	0,53	0,62
7	25	0,82	0,57	0,70
8	20	0,75	0,70	0,88

$$P = S \cos \varphi$$

$$P_3 = 25 * 0.8 = 20\text{МВт}$$

$$P_4 = 18 * 0.8 = 14.4\text{МВт}$$

$$P_5 = 30 * 0.9 = 27\text{МВт}$$

$$P_6 = 35 * 0.85 = 29.75\text{МВт}$$

$$P_7 = 25 * 0.82 = 20.5\text{МВт}$$

$$P_8 = 20 * 0.75 = 15\text{МВт}$$

$$Q = S \sin \varphi$$

$$Q_3 = 25 * 0.6 = 15\text{МВАр}$$

$$Q_4 = 18 * 0.6 = 10.8\text{МВАр}$$

$$Q_5 = 30 * 0.44 = 13.2\text{МВАр}$$

$$Q_6 = 35 * 0.53 = 18.55\text{МВАр}$$

$$Q_7 = 25 * 0.57 = 14.25\text{МВАр}$$

$$Q_8 = 20 * 0.7 = 13.2\text{МВАр}$$

$$S_i = P_i + jQ_i$$

$$S_3 = 20 + j15\text{МВА}$$

$$S_4 = 14.4 + j10.8\text{МВА}$$

$$S_5 = 27 + j13.2\text{МВА}$$

$$S_6 = 29.75 + j18.55\text{МВА}$$

$$S_7 = 20.5 + j14.25\text{МВА}$$

$$S_8 = 15 + j13.2\text{МВА}$$

На основании полученных результатов определяется суммарная потребляемая мощность.

$$\begin{aligned}\sum P &= P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8 = 20 + 14.4 + 27 + 29.75 + 20.5 + 15 = 126.65 \text{ MBm} \\ \sum Q &= Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 = 15 + 10.8 + 13.2 + 18.55 + 14.25 + 13.2 = 85 \text{ MBAr} \\ \sum S &= S_3 + S_4 + S_5 + S_6 + S_7 + S_8 = 20 + j15 + 14.4 + j10.8 + 27 + j13.2 + 29.75 + j18.55 + \\ &+ 20.5 + j14.25 + 15 + j13.2 = 126.65 + j85 \text{ MBA}\end{aligned}$$

Определение активных и реактивных мощностей источника питания.

$$P_{\text{ИП}} = \sum P + \Delta P_{\text{Л}} + \Delta P_{\text{ТР}} = 1,03 \sum P = 1,03 * 126,65 = 130,45 \text{ MBm}$$

$$Q_{\text{ИП}} = P_{\text{ИП}} * \operatorname{tg} \varphi_{\text{сум}} = 130,45 * 0,593 = 77,36 \text{ MBAr}$$

Определение дополнительных мощностей ИРМ.

$$Q_C = 0.04 \sum P = 0.04 * 126,65 = 5,066 \text{ MBAr}$$

$$\Delta Q = 0.2 \sum P = 0.2 * 126,65 = 25,33 \text{ MBAr}$$

$$Q_{\text{ИРМ}} = (\sum Q + \Delta Q) - (Q_{\text{ИП}} + Q_C) = (85 + 25,33) - (77,36 + 5,066) = 27,9 \text{ MBA}$$

Определение среднего коэффициента мощности.

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ср}} = \frac{\sum Q - Q_{\text{ИРМ}}}{\sum P} = \frac{85 - 27,9}{126,65} = 0.45$$

Определение необходимой мощности ИРМ на каждой подстанции.

$$Q_{\text{ИРМ}_i} = P_i (\operatorname{tg} \varphi_i - \operatorname{tg} \varphi_{\text{ср}})$$

$$Q_{\text{ИРМ}_3} = 20 * (0.75 - 0.45) = 6 \text{ MBAr}$$

$$Q_{\text{ИРМ}_4} = 14,4 * (0,75 - 0,45) = 4,32 \text{ MBAr}$$

$$Q_{\text{ИРМ}_5} = 27 * (0,48 - 0,45) = 0,81 \text{ MBAr}$$

$$Q_{\text{ИРМ}_6} = 29,75 * (0,62 - 0,45) = 5,06 \text{ MBAr}$$

$$Q_{\text{ИРМ}_7} = 20,5 * (0,7 - 0,45) = 5,125 \text{ MBAr}$$

$$Q_{\text{ИРМ}_8} = 15 * (0,88 - 0,45) = 6,45 \text{ MBAr}$$

Определение реактивной мощности с учётом ИРМ.

$$Q'_i = Q_i - Q_{\text{ИРМ}_i}$$

$$Q'_3 = 15 - 6 = 9 \text{ MBAr}$$

$$Q'_4 = 10.8 - 4,32 = 6,48 \text{ MBAr}$$

$$Q'_5 = 13,2 - 0,81 = 12,39 \text{ MBAr}$$

$$Q'_6 = 18,55 - 5,06 = 13,49 \text{ MBAr}$$

$$Q'_7 = 14,25 - 5,125 = 9.125 \text{ MBAr}$$

$$Q'_8 = 13,2 - 6,45 = 6,75 \text{ MBAr}$$

Определение действительной нагрузки потребителей с учётом ИРМ.

$$S'_i = P_i + jQ'_i$$

$$S'_3 = 20 + j9 \text{ MBA}$$

$$S'_4 = 14,4 + j6,48 \text{ MBA}$$

$$S'_5 = 27 + j12,39 \text{ MBA}$$

$$S'_6 = 29,75 + j13,49$$

$$S'_7 = 20,5 + j9,125 \text{ MBA}$$

$$S'_8 = 15 + j6,75 \text{ MBA}$$

2.2. Расчет схем в нормальном и аварийном режимах

2.2.1.1. Расчет схемы №1 в нормальном режиме.

Для расчета схемы составляется развёрнутая схема ЛЭП.

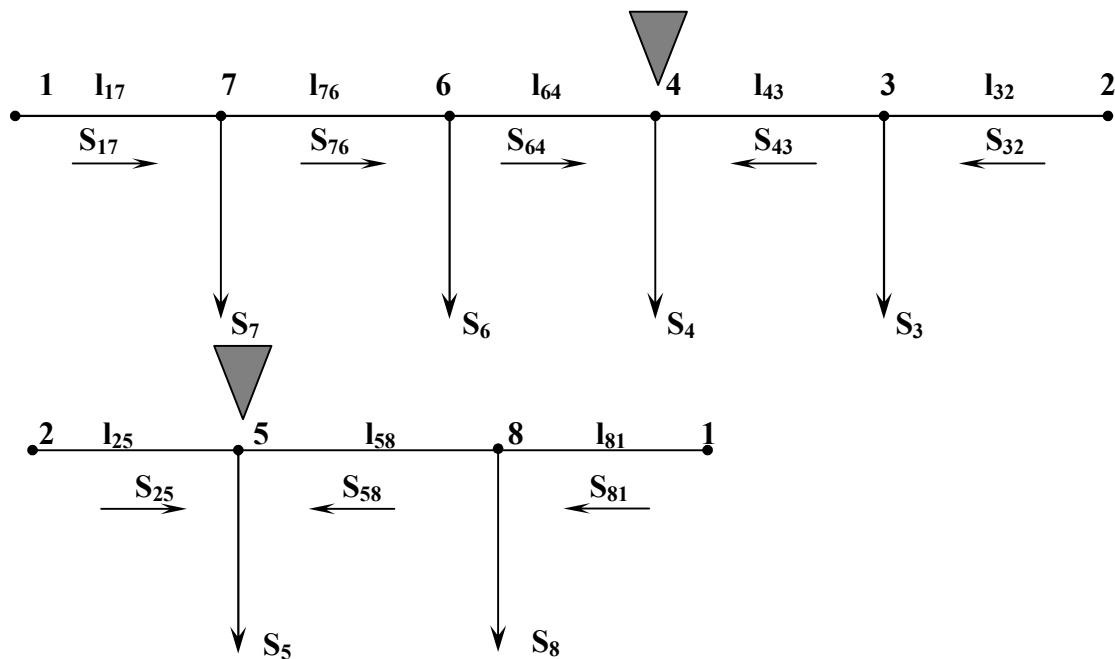


Рис 1

Определение потоков мощности на участках ЛЭП.

$$S_{17} = \frac{S_7(l_{76} + l_{64} + l_{43} + l_{32}) + S_6(l_{64} + l_{43} + l_{32}) + S_4(l_{43} + l_{32}) + S_3(l_{32})}{(l_{17} + l_{76} + l_{64} + l_{43} + l_{32})} =$$

$$= \frac{(20,5 + j9,125)(23 + 42 + 32 + 80) + (29,75 + j13,49)(42 + 32 + 80) + (14,4 + j6,48)(32 + 80) + (20 + j9)80}{(41 + 23 + 42 + 32 + 80)} = 52,398 + j23,57 \text{ MBA}$$

$$S_{76} = S_{17} - S_7 = (52,398 + j23,52) - (20,5 + j9,125) = 31,898 + j14,445 \text{ MBA}$$

$$S_{64} = S_{76} - S_6 = (31,9 + j14,4) - (29,75 + j13,5) = 2,148 + j0,955 \text{ MBA}$$

$$S_{43} = S_{64} - S_4 = (2,15 + j0,9) - (14,4 + j6,48) = -12,252 - j5,524 \text{ MBA}$$

$$S_{32} = S_{43} + S_3 = (-12,252 - j5,524) + (20 + j9) = 7,748 + j3,476 \text{ MBA}$$

$$S_{25} = \frac{S_5(l_{58} + l_{81}) + S_8(l_{81})}{(l_{25} + l_{58} + l_{81})} = \frac{(27 + j12,38)(32 + 31) + (15 + j6,75)31}{(45 + 32 + 31)} = 20,056 + j9,165 \text{ MBA}$$

$$S_{58} = S_{25} - S_5 = (20,06 + j9,159) - (27 + j12,39) = -6,944 - j3,225 \text{ MBA}$$

$$S_{81} = S_{58} + S_8 = (-6,944 - j3,225) + (15 + j6,75) = 8,056 + j3,525 \text{ MBA}$$

S_{43} , S_{58} получились отрицательными. Это означает, что поток мощности направлен в противоположную сторону от выбранного нами направления. Поэтому для дальнейших расчётов в схеме меняется направление потока.

Определение токов на участках ЛЭП.

$$I_{KJ} = \frac{S_{KJ}}{\sqrt{3}U_H}, \text{ где } U_H = 110 \text{ кВ}, S_{KJ} = \sqrt{P_{KJ}^2 + Q_{KJ}^2}$$

$$\begin{aligned} I_{17} &= \frac{S_{17}}{\sqrt{3}U_H} = \frac{57,45}{\sqrt{3} * 110} = 0,3 \text{ кА} & I_{32} &= \frac{S_{32}}{\sqrt{3}U_H} = 0,186 \text{ кА} \\ I_{76} &= \frac{S_{76}}{\sqrt{3}U_H} = \frac{35}{\sqrt{3} * 110} = 0,184 \text{ кА} & I_{25} &= \frac{S_{25}}{\sqrt{3}U_H} = 0,116 \text{ кА} \\ I_{64} &= \frac{S_{64}}{\sqrt{3}U_H} = 0,012 \text{ кА} & I_{58} &= \frac{S_{58}}{\sqrt{3}U_H} = 0,04 \text{ кА} \\ I_{43} &= \frac{S_{43}}{\sqrt{3}U_H} = 0,071 \text{ кА} & I_{81} &= \frac{S_{81}}{\sqrt{3}U_H} = 0,127 \text{ кА} \end{aligned}$$

Определение расчётных токов на участках ЛЭП.

$$I_{pKJ} = I_{KJ} \alpha_i \alpha_T, \text{ где}$$

$\alpha_i = 1,05$ коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, для ЛЭП 110 – 220 кВ;

$\alpha_T = 1$ коэффициент, учитывающий число часов использования максимума нагрузки.

$$\begin{aligned} I_{p17} &= I_{17} \alpha_i \alpha_T = 301,8 * 1,05 * 1 = 316,6 \text{ А} & I_{p32} &= I_{32} \alpha_i \alpha_T = 185,98 * 1,05 * 1 = 194,24 \text{ А} \\ I_{p76} &= I_{76} \alpha_i \alpha_T = 183,9 * 1,05 * 1 = 192,98 \text{ А} & I_{p25} &= I_{25} \alpha_i \alpha_T = 115,9 * 1,05 * 1 = 121,5 \text{ А} \\ I_{p64} &= I_{64} \alpha_i \alpha_T = 12,25 * 1,05 * 1 = 12,95 \text{ А} & I_{p58} &= I_{58} \alpha_i \alpha_T = 40,23 * 1,05 * 1 = 42,2 \text{ А} \\ I_{p43} &= I_{43} \alpha_i \alpha_T = 70,7 * 1,05 * 1 = 74,1 \text{ А} & I_{p81} &= I_{81} \alpha_i \alpha_T = 126,6 * 1,05 * 1 = 132,8 \text{ А} \end{aligned}$$

По расчётным токам определяется по справочным данным марка и сечение проводов линии: [табл.39.4.Экономические токовые интервалы для выбора проводов ВЛ европейской части страны, Дальнего Востока. ВЛ 110кВ].

Принимается: материал опор – железобетон; район по гололёду – IV; ЛЭП – 110 кВ. Участок 1-7 – АС-240 двухцепная ЛЭП, участок 7-6 - АС-240 одноцепная, участок 6-4 – АС-150 одноцепная, участок 4-3 – АС-150 одноцепная, участок 3-2 – АС-240 одноцепная, участок 2-5 – АС-150 одноцепная, участок 5-8 – АС-150 одноцепная, участок 8-1 – АС-185 одноцепная.

На основании выбранных сечений выбирается сопротивление проводов ЛЭП [Л-1,с.358,табл.7-32]

Таблица 2

Сечение, мм ²	R ₀ , Ом	X ₀ , Ом
150	0,195	0,416
185	0,156	0,409
240	0,120	0,401

Определение активных и реактивных сопротивлений линии по участкам ЛЭП.

$$r_{17} = \frac{r_0 l_{17}}{2} = \frac{0.12 * 41}{2} = 2,46 \text{ Ом}$$

$$r_{32} = r_0 l_{32} = 0.12 * 80 = 9,6 \text{ Ом}$$

$$r_{76} = r_0 l_{76} = 0.12 * 23 = 2,76 \text{ Ом}$$

$$r_{25} = r_0 l_{25} = 0.195 * 45 = 8,78 \text{ Ом}$$

$$r_{64} = r_0 l_{64} = 0.195 * 42 = 8,19 \text{ Ом}$$

$$r_{58} = r_0 l_{58} = 0.195 * 32 = 6,24 \text{ Ом}$$

$$r_{43} = r_0 l_{43} = 0.195 * 32 = 6,24 \text{ Ом}$$

$$r_{81} = r_0 l_{81} = 0.156 * 31 = 4,84 \text{ Ом}$$

$$x_{17} = \frac{x_0 l_{17}}{2} = \frac{0.401 * 41}{2} = 8,22 \text{ Ом}$$

$$x_{32} = x_0 l_{32} = 0.401 * 80 = 32,08 \text{ Ом}$$

$$x_{76} = x_0 l_{76} = 0.401 * 23 = 9,22 \text{ Ом}$$

$$x_{25} = x_0 l_{25} = 0.416 * 45 = 18,72 \text{ Ом}$$

$$x_{64} = x_0 l_{64} = 0.416 * 42 = 17,47 \text{ Ом}$$

$$x_{58} = x_0 l_{58} = 0.416 * 32 = 13,31 \text{ Ом}$$

$$x_{43} = x_0 l_{43} = 0.416 * 32 = 13,31 \text{ Ом}$$

$$x_{81} = x_0 l_{81} = 0.409 * 31 = 12,68 \text{ Ом}$$

Определение полного сопротивления по участкам ЛЭП.

$$z_{kj} = r_{kj} + jx_{kj}$$

$$z_{17} = r_{17} + jx_{17} = 2,46 + j8,22 \text{ Ом}$$

$$z_{76} = r_{76} + jx_{76} = 2,76 + j9,22 \text{ Ом}$$

$$z_{64} = r_{64} + jx_{64} = 8,19 + j17,47 \text{ Ом}$$

$$z_{43} = r_{43} + jx_{43} = 6,24 + j13,31 \text{ Ом}$$

$$z_{32} = r_{32} + jx_{32} = 9,6 + j32,08 \text{ Ом}$$

$$z_{25} = r_{25} + jx_{25} = 8,78 + j18,72 \text{ Ом}$$

$$z_{58} = r_{58} + jx_{58} = 6,24 + j13,31 \text{ Ом}$$

$$z_{81} = r_{81} + jx_{81} = 4,84 + j12,68 \text{ Ом}$$

Определение потери мощности на участках ЛЭП.

$$\Delta S_{kj} = 3 I_p^2 z_{kj}$$

$$\Delta S_{17} = 3 I_p^2 z_{17} = 3 * 316,89^2 * (2,46 + j8,22) = 0,74 + j2,48 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{76} = 3 I_p^2 z_{76} = 3 * 193,1^2 * (2,76 + j9,55) = 0,31 + j1,03 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{64} = 3Ip_{64}^2 z_{64} = 3 * 12,86^2 * (8,19 + j17,47) = 0,004 + j0,009 \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{43} = 3Ip_{43}^2 z_{43} = 3 * 74,24^2 * (6,24 + j13,31) = 0,1 + j0,22 \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{32} = 3Ip_{32}^2 z_{32} = 3 * 195,28^2 * (9,6 + j32,08) = 1,1 + j3,7 \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{25} = 3Ip_{25}^2 z_{25} = 3 * 121,7^2 * (8,78 + j18,72) = 0,39 + j0,83 \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{58} = 3Ip_{58}^2 z_{58} = 3 * 42,24^2 * (6,24 + j13,31) = 0,033 + j0,07 \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{81} = 3Ip_{81}^2 z_{81} = 3 * 132,99^2 * (4,84 + j12,68) = 0,26 + j0,67 \text{ MBA}$$

Определение падения напряжения на участках ЛЭП.

$$\Delta U_{kj} = \frac{P_{kj} r_{kj} + Q_{kj} x_{kj}}{U_n}$$

$$\Delta U_{17} = \frac{P_{17} r_{17} + Q_{17} x_{17}}{U_n} = \frac{52,4 * 2,46 + 23,5 * 8,22}{110} = 2,93 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{76} = \frac{31,898 * 2,76 + 14,4 * 9,22}{110} = 2,01 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{64} = \frac{2,15 * 8,19 + 0,95 * 17,48}{110} = 0,31 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{43} = \frac{12,25 * 6,24 + 5,52 * 13,31}{110} = 1,36 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{32} = \frac{32,25 * 9,6 + 14,52 * 32,08}{110} = 7,05 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{25} = \frac{20,05 * 8,78 + 9,16 * 18,72}{110} = 3,16 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{58} = \frac{6,9 * 6,24 + 3,2 * 13,31}{110} = 0,78 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{81} = \frac{21,9 * 4,84 + 9,97 * 12,68}{110} = 2,11 \text{ кВ}$$

Потери напряжения на самых протяженных участках ЛЭП:

$$\Delta U = \sum \Delta U_{kj}$$

$$\Delta U_{42} = \Delta U_{43} + \Delta U_{32} = 1,36 + 7,05 = 8,41 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{42} \% = \frac{8,41}{110} * 100 \% = 7,65 \%$$

$$\Delta U_{25} = 3,16 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{25} \% = \frac{3,16}{110} * 100 \% = 2,87 \%$$

Полученные данные заносятся в сравнительную таблицу и определяются падение напряжения в процентах по участкам линии и суммарное падение активной мощности на линии:

Таблица 3

№ участ- ков	1 - 7	7-6	6-4	4-3	3-2	2-5	5-8	8-1
ΔU	2,93	2,01	0,31	1,36	7,05	3,16	0,78	2,11
$\Delta U_{\text{наиб}}$				8,41		3,16		
$\Delta U_{\text{наиб}}\%$				7,65		2,87		
ΔP	2,93							

Так как $\Delta U_{\text{наиб}} > \Delta U_{\text{доп}}$, то на этом участке линии необходимо произвести регулирование напряжения.

2.2.1.2. Расчет схемы №1 в аварийном режиме.

Предполагается, что на двухцепном участке 1-7 линии произошёл обрыв одной линии и определяется полное сопротивление на аварийном участке линии, так как потокораспределение и ток не изменились:

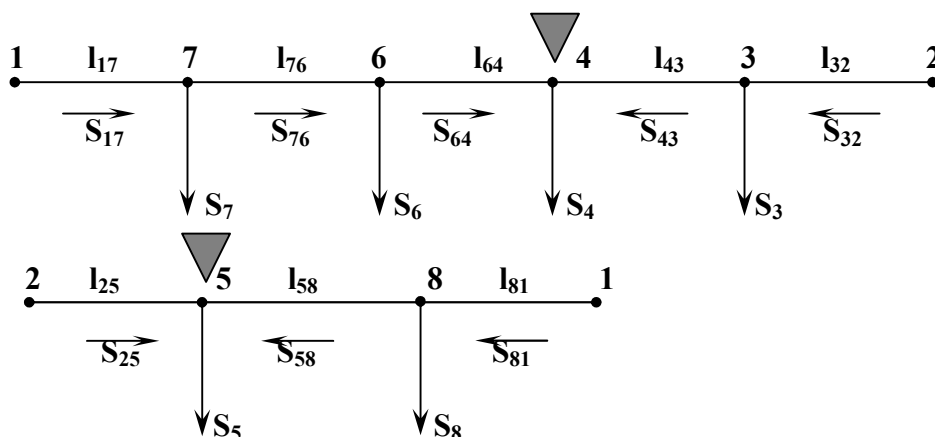


Рис.2

$$z_{17} = r_0 * l_{17} + jx_0 * l_{17} = 0,12 * 41 + j0,401 * 41 = 4,92 + j16,44 \text{ Ом}$$

Определяется падение напряжения на аварийном участке ЛЭП:

$$\Delta U_{17} = \frac{P_{17}r_{17} + Q_{17}x_{17}}{U_n} = \frac{52,4 * 4,92 + 23,5 * 16,44}{110} = 5,86 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{14} = \Delta U_{17} + \Delta U_{76} + \Delta U_{64} = 5,86 + 2,01 + 0,31 = 8,18 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{42} \% = \frac{8,18}{110} * 100\% = 7,44\%$$

$$\Delta U_{17} \leq \Delta U_{AB} \Rightarrow 7,44\% \leq 10\%$$

Падение напряжения не превысило заданного при аварийном режиме.

По справочным данным [Л-1, с.356, табл.7-30] производится проверка расчётного тока и допустимого тока для аварийного режима данного сечения:

Таблица 4

сечение (мм ²)	I _{доп} (А)
АС-240	610

$$I_{p14} \leq I_{доп} \Rightarrow 316,6 A \leq 610 A$$

2.2.2. Расчет схемы № 2 в нормальном и аварийном режимах

2.2.2.1. Расчет схемы №2 в нормальном режиме.

Для расчета схемы составляется развёрнутая схема ЛЭП.

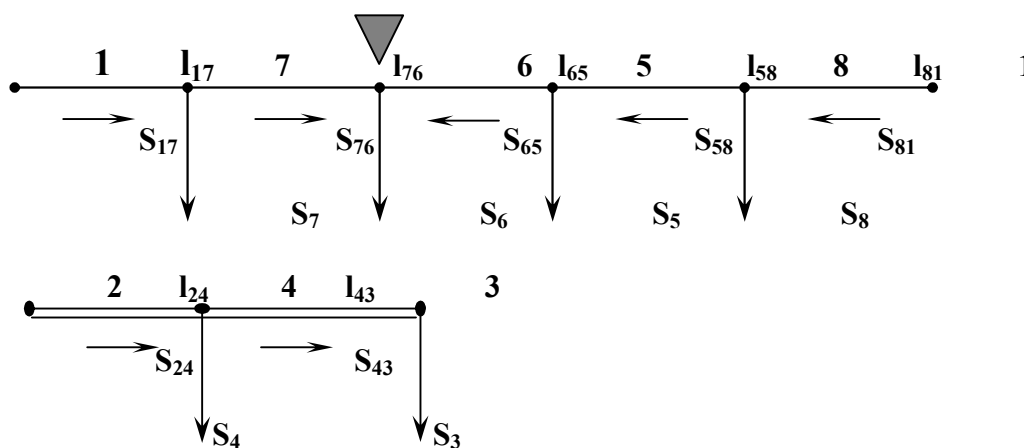


Рис.3

Определяется потокораспределение на головном участке ЛЭП:

$$S_{17} = \frac{S_7(l_{76} + l_{65} + l_{58} + l_{81}) + S_6(l_{65} + l_{58} + l_{81}) + S_5(l_{58} + l_{81}) + S_8(l_{81})}{l_{17} + l_{76} + l_{65} + l_{58} + l_{81}} =$$

$$= \frac{(20,5 + j9,125) * (23 + 50 + 32 + 31) + (29,75 + j13,49) * (50 + 32 + 31) + (27 + j12,39) * (32 + 31) + (15 + j6,75) * 31}{41 + 23 + 50 + 32 + 31} = 46,98 + j21,22 MVA$$

По первому закону Кирхгофа определяется потокораспределение на остальных участках ЛЭП:

$$S_{76} = S_{17} - S_7 = (46,98 + j21,22) - (20,5 + j9,125) = 26,48 + j12,1 \text{ MBA}$$

$$S_{65} = S_{76} - S_6 = (26,48 + j12,1) - (29,75 + j13,5) = -3,27 - j1,4 \text{ MBA}$$

$$S_{58} = S_{65} + S_5 = (3,27 + j1,4) + (27 + j12,39) = 30,27 + j13,79 \text{ MBA}$$

$$S_{81} = S_{58} + S_8 = (30,27 + j13,79) + (15 + j6,75) = 45,27 + j20,54 \text{ MBA}$$

$$S_{24} = S_4 + S_3 = (14,4 + j6,48) + (20 + j9) = 34,4 + j15,48 \text{ MBA}$$

$$S_{43} = S_3 = 20 + j9 \text{ MBA}$$

S_{65} получилась отрицательная. Это означает, что поток мощности направлен в противоположную сторону от выбранного направления. Поэтому для дальнейших расчётов в схеме изменяется направление потока.

Определение токов на участках ЛЭП:

$$I_{KJ} = \frac{S_{KJ}^*}{\sqrt{3} * U_H}$$

$$I_{17} = \frac{\sqrt{P_{17}^2 + Q_{17}^2}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{\sqrt{46,98^2 + 21,22^2}}{\sqrt{3} * 110} = 0,27 \text{ kA} = 270,57 \text{ A}$$

$$I_{76} = \frac{\sqrt{P_{76}^2 + Q_{76}^2}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{\sqrt{26,48^2 + 12,1^2}}{\sqrt{3} * 110} = 0,153 \text{ kA} = 152,8 \text{ A}$$

$$I_{65} = \frac{\sqrt{P_{65}^2 + Q_{65}^2}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{\sqrt{3,27^2 + 1,4^2}}{\sqrt{3} * 110} = 0,019 \text{ kA} = 18,66 \text{ A}$$

$$I_{58} = \frac{\sqrt{P_{58}^2 + Q_{58}^2}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{\sqrt{30,27^2 + 13,79^2}}{\sqrt{3} * 110} = 0,174 \text{ kA} = 174,58 \text{ A}$$

$$I_{81} = \frac{\sqrt{P_{81}^2 + Q_{81}^2}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{\sqrt{45,27^2 + 20,54^2}}{\sqrt{3} * 110} = 0,261 \text{ kA} = 260,91 \text{ A}$$

$$I_{24} = \frac{\sqrt{P_{24}^2 + Q_{24}^2}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{\sqrt{34,4^2 + 15,48^2}}{\sqrt{3} * 110} = 0,198 \text{ kA} = 197,99 \text{ A}$$

$$I_{43} = \frac{\sqrt{P_{24}^2 + Q_{24}^2}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{\sqrt{20^2 + 9^2}}{\sqrt{3} * 110} = 0,115 \text{ kA} = 115,2 \text{ A}$$

Определение расчётных токов на участках ЛЭП:

$$I_{pi} = I_i * \alpha_i * \alpha_m$$

где по справочным данным выбираем коэффициенты $\alpha_i = 1,05$; $\alpha_m = 1,0$ для линии 110 кВ.

$$I_{p17} = I_{17} * \alpha_i * \alpha_m = 270,57 * 1,05 * 1,0 = 284,09 \text{ A}$$

$$I_{p76} = I_{76} * \alpha_i * \alpha_m = 152,8 * 1,05 * 1,0 = 160,43 \text{ A}$$

$$I_{p65} = I_{65} * \alpha_i * \alpha_m = 18,66 * 1,05 * 1,0 = 19,59 \text{ A}$$

$$I_{p58} = I_{58} * \alpha_i * \alpha_m = 174,58 * 1,05 * 1,0 = 183,31 \text{ A}$$

$$I_{p81} = I_{81} * \alpha_i * \alpha_m = 260,91 * 1,05 * 1,0 = 273,96 \text{ A}$$

$$I_{p24} = I_{24} * \alpha_i * \alpha_m = 174,58 * 1,05 * 1,0 = 197,99 \text{ A}$$

$$I_{p43} = I_{43} * \alpha_i * \alpha_m = 115,2 * 1,05 * 1,0 = 120,96 \text{ A}$$

По расчётным токам определяется по справочным данным марка и сечение проводов линии [табл.39.4.Экономические токовые интервалы для выбора проводов ВЛ европейской части страны, Дальнего Востока. ВЛ 110кВ]

$$S_{17} = AC - 240 \text{ мм}^2$$

$$S_{76} = AC - 240 \text{ мм}^2$$

$$S_{65} = AC - 150 \text{ мм}^2$$

$$S_{58} = AC - 240 \text{ мм}^2$$

$$S_{43} = AC - 240 \text{ мм}^2$$

$$S_{24} = AC - 240 \text{ мм}^2 - \text{двухцепная}$$

$$S_{43} = AC - 240 \text{ мм}^2 - \text{двухцепная}$$

Для участков S_{2-3} выбираются двухцепные линии, т.к. линия тупиковая, а имеются потребители I категории.

По выбранному сечению определяется активное и реактивное сопротивление проводов [Л-1,с. ,табл.]:

Таблица 5

Сечение	r_0	x_0
150	0,195	0,416
240	0,120	0,401

Определение полного сопротивление по участкам ЛЭП:

$$z_{17} = (r_0 * l_{17}) + j(x_0 * l_{17}) = 0,12 * 41 + j0,401 * 41 = 4,92 + j16,44 \text{ Ом}$$

$$z_{76} = 0,12 * 23 + j0,401 * 23 = 2,76 + j9,22 \text{ Ом}$$

$$z_{65} = (0,195 * 50) + j(0,416 * 50) = 9,75 + j20,8 \text{ Ом}$$

$$z_{58} = 0,12 * 32 + j0,401 * 32 = 3,84 + j12,83 \text{ Ом}$$

$$z_{81} = 0,12 * 31 + j0,401 * 31 = 3,72 + j12,43 \text{ Ом}$$

$$z_{24} = \frac{0,12 * 76}{2} + j \frac{0,401 * 76}{2} = 4,56 + j15,24 \text{ Ом}$$

$$z_{43} = \frac{0,12 * 32}{2} + j \frac{0,401 * 32}{2} = 1,92 + j6,42 \text{ Ом}$$

Определение потери мощности по участкам ЛЭП:

$$\Delta S_{17} = 3I_{17}^2 * z_{17} = 3 * 284,09^2 * (4,92 + j16,44) = 1,19 + j3,98 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{76} = 3I_{76}^2 * z_{76} = 0,21 + j0,71 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{65} = 3I_{65}^2 * z_{65} = 0,011 + j0,024 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{58} = 3I_{58}^2 * z_{58} = 0,39 + j1,29 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{81} = 3I_{81}^2 * z_{81} = 0,84 + j2,8 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{24} = 3I_{24}^2 * z_{24} = 0,59 + j1,98 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{43} = 3I_{43}^2 * z_{43} = 0,084 + j0,28 \text{ МВА}$$

Определение потери напряжения по отдельным участкам ЛЭП:

$$\Delta U_{17} = \frac{P_{17} * r_{17} + Q_{17} * x_{17}}{U_n} = \frac{(46,98 * 4,92) + (21,22 * 16,44)}{110} = 5,27 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{43} = \frac{(26,48 * 2,76) + (12,1 * 9,22)}{110} = 1,68 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{65} = \frac{(3,27 * 9,75) + (1,4 * 20,8)}{110} = 0,55 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{58} = \frac{(30,27 * 3,84) + (13,79 * 12,83)}{110} = 2,66 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{81} = \frac{(45,27 * 3,72) + (20,54 * 12,43)}{110} = 3,85 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{24} = \frac{(34,4 * 4,56) + (15,48 * 15,24)}{110} = 0,46 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{43} = \frac{(20 * 1,92) + (9 * 6,42)}{110} = 0,038 \text{ кВ}$$

Определение потери напряжения на самых протяженных участках ЛЭП:

$$\Delta U = \Sigma \Delta U_{kj}$$

$$\Delta U_{61} = \Delta U_{65} + \Delta U_{58} + \Delta U_{81} = 0,55 + 2,66 + 3,85 = 7,06 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{61} \% = \frac{7,06}{110} * 100\% = 6,42\%$$

$$\Delta U_{23} = \Delta U_{24} + \Delta U_{43} = 0,46 + 0,038 = 0,49 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{23} \% = \frac{0,49}{110} * 100\% = 0,45\%$$

Полученные данные заносятся в сравнительную таблицу и определяется падение напряжения в процентах по участкам линии и суммарное падение активной мощности на линии:

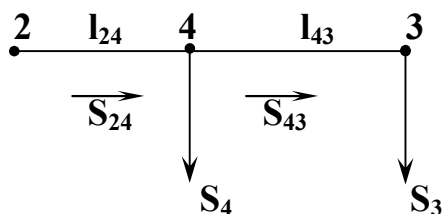
Таблица 6

№ участ- КОВ	1 - 7	7-6	6-5	5-8	8-1	2-4	4-3
ΔU (кВ)	5,27	1,68	0,55	2,66	3,85	0,46	0,038
ΔU _{наиб} (кВ)			7,06			0,49	
ΔU _{наиб} %			6,42			0,45	
ΔP (МВА)	3,97						

Так как $\Delta U_{\text{наиб}} > \Delta U_{\text{доп}}$, то на этом участке линии необходимо произвести регулирование напряжения.

2.2.1.2. Расчет схемы № 2 в аварийном режиме.

Предполагается, что на двухцепном участке 2-4 линии произошёл обрыв одной линии и определяется полное сопротивление на аварийном участке линии, так как потокораспределение и ток не изменились:



$$z_{24} = r_0 * l_{24} + jx_0 * l_{24} = 0,12 * 76 + j0,401 * 76 = 9,12 + j30,48 \text{ Ом}$$

Определяется падение напряжения на аварийном участке ЛЭП:

$$\Delta U_{24} = \frac{P_{24} r_{24} + Q_{24} x_{24}}{U_n} = \frac{34,4 * 9,12 + 15,48 * 30,48}{110} = 7,14 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{23} = \Delta U_{24} + \Delta U_{43} = 7,14 + 0,038 = 7,18 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{23} \% = \frac{7,18}{110} * 100\% = 6,5\%$$

$$\Delta U_{23} \leq \Delta U_{AB} \Rightarrow 6,5\% \leq 10\%$$

Потери напряжения не превышают заданного при аварийном режиме.

По справочным данным [Л-1, с.356, табл.7-30] производится проверка расчётного тока и допустимого тока для аварийного режима данного сечения:

Таблица 7

сечение (мм ²)	I _{доп} (А)
АС-240	610

$$I_{p24} \leq I_{don} \Rightarrow 207,89 \text{ А} \leq 610 \text{ А}$$

Предполагается, что на двухцепном участке 1-7 линии произошёл обрыв одной линии.

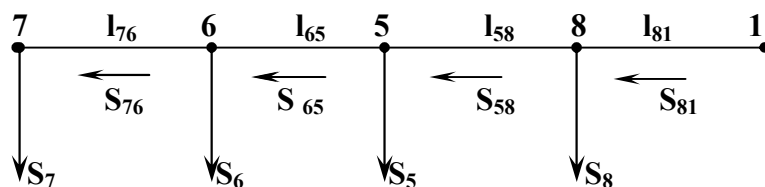


Рис.

Определяется потокораспределение на головном участке ЛЭП:

$$S_{18} = S_8 + S_5 + S_6 + S_7 = 15 + 27 + 29,75 + 20,5 + j(6,75 + 12,39 + 13,49 + 9,125) = 92,25 + j41,76$$

По первому закону Кирхгофа определяется потокораспределение на остальных участках ЛЭП:

$$S_{85} = S_{18} - S_8 = (92,25 + j41,76) - (15 + j6,75) = 77,25 + j35 \text{ МВА}$$

$$S_{56} = S_{85} - S_5 = (77,25 + j35) - (27 + j12,39) = 50,25 + j22,61 \text{ МВА}$$

$$S_{67} = S_7 = 20,5 + j9,125 \text{ МВА}$$

Определяются токи на участках ЛЭП:

$$I_{KJ} = \frac{S_{KJ}^*}{\sqrt{3} * U_H}$$

$$I_{18} = \frac{\sqrt{P_{18}^2 + Q_{18}^2}}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{\sqrt{92,25^2 + 41,76^2}}{\sqrt{3} * 110} = 531,49 A$$

$$I_{85} = \frac{\sqrt{P_{85}^2 + Q_{85}^2}}{\sqrt{3} * U_n} = 445,13 A$$

$$I_{56} = \frac{\sqrt{P_{56}^2 + Q_{56}^2}}{\sqrt{3} * U_n} = 289,21 A$$

$$I_{67} = \frac{\sqrt{P_{67}^2 + Q_{67}^2}}{\sqrt{3} * U_n} = 117,78 A$$

Определяются расчётные токи на участках ЛЭП:

$$I_{pi} = I_i * \alpha_i * \alpha_m$$

где по справочным данным выбираем коэффициенты $\alpha_i = 1,05$; $\alpha_m = 1,0$ для линии 110 кВ.

$$I_{p18} = I_{18} * \alpha_i * \alpha_m = 531,49 * 1,05 * 1,0 = 558,06 A$$

$$I_{p85} = I_{85} * \alpha_i * \alpha_m = 445,13 * 1,05 * 1,0 = 467,39 A$$

$$I_{p56} = I_{56} * \alpha_i * \alpha_m = 289,21 * 1,05 * 1,0 = 303,67 A$$

$$I_{p67} = I_{67} * \alpha_i * \alpha_m = 117,78 * 1,05 * 1,0 = 123,66 A$$

По расчетным токам и выбранным сечениям видно, что сечения проводов выбрано правильно т.к. на всех участках линии они выдерживают длительно расчетный ток.

Определение потери мощности по участкам ЛЭП:

$$\Delta S_{18} = 3I_{18}^2 * z_{18} = 3 * 558,06^2 * (3,27 + j12,43) = 3,48 + j11,6 MVA$$

$$\Delta S_{85} = 3I_{85}^2 * z_{85} = 2,52 + j8,41 MVA$$

$$\Delta S_{56} = 3I_{56}^2 * z_{56} = 2,7 + j5,75 MVA$$

$$\Delta S_{67} = 3I_{67}^2 * z_{67} = 0,13 + j0,42 MVA$$

Определение потери напряжения по отдельным участкам ЛЭП:

$$\Delta U_{56} = \frac{(3,27 * 9,75) + (1,4 * 20,8)}{110} = 8,73 kV$$

$$\Delta U_{67} = \frac{(26,48 * 2,76) + (12,1 * 9,22)}{110} = 2,66 kV$$

Определение потери напряжения на самых протяженных участках ЛЭП:

$$U = \Sigma \Delta U_{kj}$$

$$\Delta U_{17} = \Delta U_{18} + \Delta U_{85} + \Delta U_{56} + \Delta U_{67} = 24,63 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{61} \% = \frac{24,63}{110} * 100\% = 22,4\%$$

Так как $\Delta U_{\text{наиб}} > \Delta U_{\text{AB}}$, то на этом участке линии необходимо произвести регулирование напряжения.

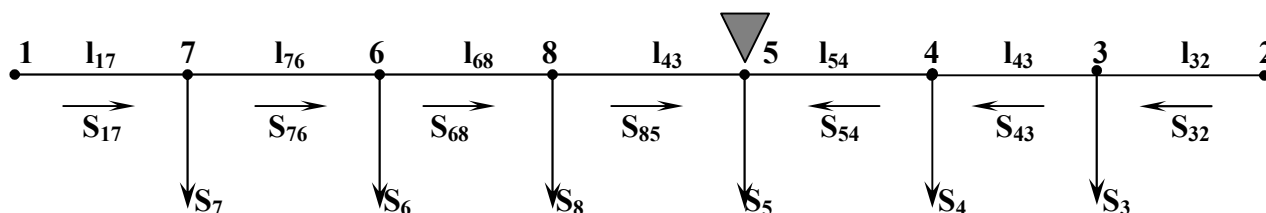
По справочным данным [Л-1, с.356, табл.7-30] произведём проверку расчётного тока и допустимого тока для аварийного режима данного сечения:

сечение (мм ²)	I _{доп} (А)
АС-240	610

$$I_{p18} \leq I_{\text{дон}} \Rightarrow 558,06 \text{ А} \leq 610 \text{ А}$$

2.2.3. Расчет схемы №3 в нормальном и аварийном режимах

2.2.3.1. Расчет схемы №3 в нормальном режиме.



Определяется потоки мощности на участках ЛЭП.

$$S_{23} = \frac{S_3(l_{34} + l_{45} + l_{58} + l_{86} + l_{67} + l_{71}) + S_4(l_{45} + l_{58} + l_{86} + l_{67} + l_{71}) + S_5(l_{58} + l_{86} + l_{67} + l_{71}) + (14,4 + j6,48)(51 + 32 + 73 + 23 + 41) + (27 + j12,39)(32 + 73 + 23 + 41) + 51 + 32 + 73 + (29,75 + j13,49)(73 + 23 + 41) + (20,5 + j9,125)(23 + 41) + (15 + j6,75)(41)}{l_{23} + l_{34} + l_{45} + l_{58} + l_{86}} = 52,92 + j23,95 \text{ МВА}$$

$$S_{34} = S_{23} - S_3 = 3292 + j1495 \text{ МВА}$$

$$S_{45} = S_{34} - S_4 = 1852 + j8,47 \text{ МВА}$$

$$S_{58} = S_{45} - S_5 = -8,48 - j393 \text{ МВА}$$

$$S_{86} = S_{58} + S_8 = 2348 + j1068 \text{ МВА}$$

$$S_{67} = S_{86} + S_6 = 5323 + j2417 \text{ МВА}$$

$$S_{71} = S_{67} + S_7 = 7373 + j3329 \text{ МВА}$$

S_{58} получилась отрицательная. Это означает, что поток мощности направлен в противоположную сторону от выбранного нами направления. Поэтому для дальнейших расчётов мы меняем в схеме направление потока.

Определяется токи на участках ЛЭП.

$$I_{KJ} = \frac{S_{KJ}}{\sqrt{3}U_n}, \text{ где } U_n = 110 \text{ кВ}, S_{KJ} = \sqrt{P_{KJ}^2 + Q_{KJ}^2}$$

$$I_{23} = \frac{S_{23}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{58,08}{\sqrt{3} * 110} = 0,304 \text{ кА}$$

$$I_{34} = \frac{S_{34}}{\sqrt{3}U_n} = 0,190 \text{ кА} \quad I_{86} = \frac{S_{86}}{\sqrt{3}U_n} = 0,135 \text{ кА}$$

$$I_{45} = \frac{S_{45}}{\sqrt{3}U_n} = 0,107 \text{ кА} \quad I_{67} = \frac{S_{67}}{\sqrt{3}U_n} = 0,307 \text{ кА}$$

$$I_{58} = \frac{S_{58}}{\sqrt{3}U_n} = 0,049 \text{ кА} \quad I_{71} = \frac{S_{71}}{\sqrt{3}U_n} = 0,425 \text{ кА}$$

Определяется расчётные токи на участках ЛЭП.

$$I_{p_{KJ}} = I_{KJ} \alpha_i \alpha_T, \text{ где}$$

$\alpha_i = 1.05$ – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, для ЛЭП 110 – 220 кВ;

$\alpha_T = 1$ – коэффициент, учитывающий число часов использования максимума нагрузки.

$$I_{p_{23}} = I_{23} \alpha_i \alpha_T = 304 * 1.05 * 1 = 320 \text{ А}$$

$$I_{p_{34}} = I_{34} \alpha_i \alpha_T = 199,26 \text{ А}$$

$$I_{p_{86}} = I_{86} \alpha_i \alpha_T = 142,13 \text{ А}$$

$$I_{p_{45}} = I_{45} \alpha_i \alpha_T = 112,24 \text{ А}$$

$$I_{p_{67}} = I_{67} \alpha_i \alpha_T = 322,15 \text{ А}$$

$$I_{p_{58}} = I_{58} \alpha_i \alpha_T = 51,48 \text{ А}$$

$$I_{p_{71}} = I_{71} \alpha_i \alpha_T = 445,81 \text{ А}$$

По расчётным токам определим по справочным данным марку и сечение проводов линии:

[табл.39.4.Экономические токовые интервалы для выбора проводов ВЛ европейской части страны, Дальнего Востока. ВЛ 110кВ]

Принимаем: материал опор – железобетон; район по гололёду – IV; ЛЭП – 110 кВ.

Участок 2-3 - АС240 двухцепная, 3-4 - АС240 одноцепная, 4-5 – АС150 одноцепная, 5-8 - АС150 одноцепная, 8-6 – АС185 одноцепная, 6-7 – АС240 двухцепная, 7-1 - АС240 двухцепная.

На основании выбранных сечений выбирается сопротивление проводов ЛЭП [Л-1,с.358,табл.7-32]

Сечение, мм ²	R ₀ , Ом	X ₀ , Ом
150	0,195	0,416
185	0,156	0,409
240	0,120	0,401

Определяется активное и реактивное сопротивления по участкам ЛЭП.

$$r_{23} = \frac{r_0 l_{23}}{2} = \frac{0.12 * 80}{2} = 4,8 \text{ Ом}$$

$$r_{34} = r_0 l_{34} = 0.12 * 32 = 3,84 \text{ Ом}$$

$$r_{45} = r_0 l_{45} = 9,95 \text{ Ом}$$

$$r_{58} = r_0 l_{58} = 6,24 \text{ Ом}$$

$$x_{23} = \frac{x_0 l_{23}}{2} = \frac{0.401 * 80}{2} = 16,04 \text{ Ом}$$

$$x_{34} = x_0 l_{34} = 0.401 * 32 = 12,83 \text{ Ом}$$

$$x_{45} = x_0 l_{45} = 21,22 \text{ Ом}$$

$$x_{58} = x_0 l_{58} = 13,31 \text{ Ом}$$

$$r_{86} = r_0 l_{86} = 11,39 \text{ Ом}$$

$$r_{67} = \frac{r_0 l_{67}}{2} = 1,38 \text{ Ом}$$

$$r_{71} = \frac{r_0 l_{71}}{2} = 2,46 \text{ Ом}$$

$$x_{86} = x_0 l_{86} = 29,86 \text{ Ом}$$

$$x_{67} = \frac{x_0 l_{67}}{2} = 4,61 \text{ Ом}$$

$$x_{71} = \frac{x_0 l_{71}}{2} = 8,22 \text{ Ом}$$

Определяется полное сопротивление по участкам ЛЭП.

$$z_{kj} = r_{kj} + jx_{kj}$$

$$z_{23} = r_{23} + jx_{23} = 4,8 + j16,04 \text{ Ом}$$

$$z_{34} = r_{34} + jx_{34} = 3,84 + j12,83 \text{ Ом}$$

$$z_{45} = r_{45} + jx_{45} = 9,95 + j21,22 \text{ Ом}$$

$$z_{58} = r_{58} + jx_{58} = 6,24 + j13,31 \text{ Ом}$$

$$z_{86} = r_{86} + jx_{86} = 11,39 + j29,86 \text{ Ом}$$

$$z_{67} = r_{67} + jx_{67} = 1,38 + j4,61 \text{ Ом}$$

$$z_{71} = r_{71} + jx_{71} = 2,46 + j8,22 \text{ Ом}$$

Определяется потери мощности на участках ЛЭП.

$$\Delta S_{kj} = 3Ip_{kj}^2 z_{kj}$$

$$\Delta S_{23} = 3Ip_{23}^2 z_{23} = 3 * 320^2 * (4,8 + j16,04) = 1,48 + j4,93 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{34} = 3Ip_{34}^2 z_{34} = 0,46 + j1,53 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{45} = 3Ip_{45}^2 z_{45} = 0,38 + j0,8 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{58} = 3Ip_{58}^2 z_{58} = 0,05 + j0,106 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{86} = 3Ip_{86}^2 z_{86} = 0,69 + j1,81 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{67} = 3Ip_{67}^2 z_{67} = 0,43 + j1,44 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{71} = 3Ip_{71}^2 z_{71} = 1,47 + j4,9 \text{ МВА}$$

Определяем потери напряжения на участках ЛЭП.

$$\Delta U_{kj} = \frac{P_{kj} r_{kj} + Q_{kj} x_{kj}}{U_n}$$

$$\Delta U_{23} = \frac{P_{23} r_{23} + Q_{23} x_{23}}{U_n} = \frac{52,92 * 1,48 + 23,95 * 4393}{110} = 5,8 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{34} = 2,89 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{45} = 3,31 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{58} = 0,96 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{86} = 5,33 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{67} = 1,68 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{71} = 4,14 \text{ кВ}$$

Определяем потери напряжения на самых протяженных участках:

$$\Delta U = \sum \Delta U_{kj}$$

$$\Delta U_{51} = \Delta U_{58} + \Delta U_{86} + \Delta U_{67} + \Delta U_{71} = 0,96 + 5,33 + 1,68 + 4,14 = 12,1 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{45} \% = \frac{12,1}{110} * 100\% = 11\%$$

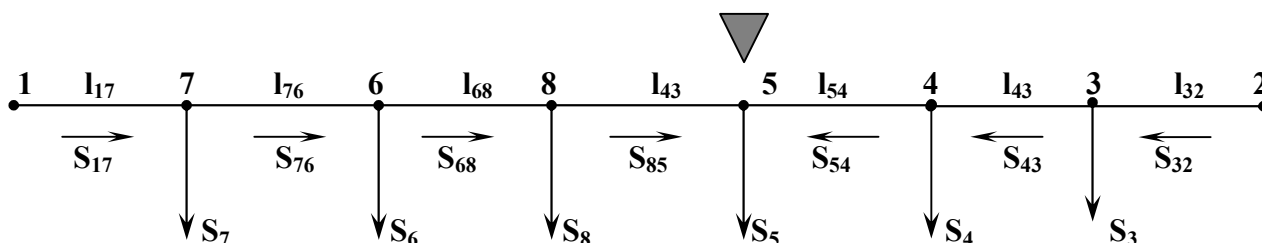
Полученные данные заносим в сравнительную таблицу и определяем падение напряжения в процентах по участкам линии и суммарное падение активной мощности на линии:

№ участков	2-3	3-4	4-5	5-8	8-6	6-7	7-1
ΔU (кВ)	5,8	2,89	3,31	0,96	5,33	1,68	4,14
$\Delta U_{\text{наиб}}$ (кВ)	12,1						
$\Delta U_{\text{наиб}} \%$	11						
ΔP (МВА)	4,96						

Так как $\Delta U_{\text{наиб}} > \Delta U_{\text{доп}}$, то на этом участке линии необходимо произвести регулирование напряжения.

2.2.3.2. Расчет схемы №1 в аварийном режиме.

Предположим, что на двухцепном участке 1-7 линии произошёл обрыв одной линии. Определим полное сопротивление на аварийном участке линии, так как потокораспределение и ток не изменились:



$$z_{17} = r_0 * l_{17} + jx_0 * l_{17} = 0,12 * 41 + j0,401 * 41 = 4,92 + j16,44 \text{ Ом}$$

Определим падение напряжения на аварийном участке:

$$\Delta U_{17} = \frac{P_{17}r_{17} + Q_{17}x_{17}}{U_n} = \frac{73,73 * 4,92 + 33,29 * 16,44}{110} = 8,27 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{15} = \Delta U_{17} + \Delta U_{76} + \Delta U_{68} + \Delta U_{85} = 16,24 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{15} \% = \frac{16,24}{110} * 100\% = 14,7\%$$

$$\Delta U_{15} \geq \Delta U_{AB} \Rightarrow 14,7\% \geq 10\%$$

Потери напряжения превысили заданного при аварийном режиме.

По справочным данным [Л-1, с.356, табл.7-30] произведём проверку расчётного тока и допустимого тока для аварийного режима данного сечения:

сечение(мм ²)	I _{доп} (А)
АС-240	610

$$I_{p17} \leq I_{доп} \Rightarrow 445,81 \text{ А} \leq 610 \text{ А}$$

3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ.

Так как схемы отличаются только длиной линий и количеством ОРУ, то учитывая только эти элементы схемы произведём расчёт.

Схема №1.

Определим приведённые затраты:

Общая длина линии – 333 км.

Проходные ОРУ – 8 шт.

Тупиковые ОРУ – 0 шт.

Стоимость – $K_{ору}^{прох} = 21,6 \text{ т.р.}$
 $K_{ору}^{туп} = 17,4 \text{ т.р.}$

По справочнику определим стоимость линии на 1 км.:

[Л-2, с.321, табл.6.99]

СЕЧЕНИЕ (мм ²)	ОДНОЦЕПНЫЕ ЛИНИИ (т.р.)	ДВУХЦЕПНЫЕ ЛИНИИ (т.р.)
АС-150	14,1	23
АС-185	15,3	25
АС-240	16,6	27

Определим капиталовложения:

Определяем капиталовложения линии, проходных и тупиковых ОРУ:

$$K_{\text{л}} = \sum(K_{kj} * l_{kj}) = 27 * 41 + 16,6 * 23 + 14,1 * (42 + 32) + 16,6 * 80 + 14,1 * (45 + 32) + 15,3 * 31 = 5420,2 \text{ т.руб.}$$

$$K_{\text{ору}}^{\text{прох}} = 21,6 * 6 = 129,6 \text{ т.р.}$$

$$K_{\text{ору}}^{\text{туп}} = 0 \text{ т.р.}$$

Определяем общие капиталовложения линии:

$$K = K_{\text{л}} + K_{\text{ору}}^{\text{прох}} + K_{\text{ору}}^{\text{туп}} = 5420,2 + 129,6 + 0 = 5549,8 \text{ т.р.}$$

Определим ежегодные издержки:

$$I = I_{\text{л}} + I_{\text{н/см}} = \alpha_1 K_{\text{л}} + \alpha_2 K_{\text{н/см}} + \Delta P * \tau * \beta$$

$$\alpha_1 = 3,6\% - \text{для ВЛ}$$

$$\alpha_2 = 6,4\% - \text{для подстанций}$$

[Л-2, с.---, табл.6.32]

$$\tau = 2500 - \text{определили по графику}$$

[Л-2, с.---, гр.6.2]

$$\beta = 0,7 \text{ коп} = 0,7 * 10^{-5} \text{ т.руб.}$$

$$\Delta P = 2,93 \text{ МВТ} = 2930 \text{ кВт}$$

$$I = \alpha_1 * K_{\text{л}} + \alpha_2 * K_{\text{н/см}} + \Delta P * \tau * \beta = 0,036 * 5,420,2 + 0,064 * 129,6 + 2930 + 2500 + 0,007 = 39599,3 \text{ т.р./год}$$

$$I = \alpha_1 * K_{\text{л}} + \alpha_2 * K_{\text{н/см}} + \Delta P * \tau * \beta = 0,036 * 5,420,2 + 0,064 * 129,6 + 2930 * 2500 * 0,7 * 10^{-5} = 254,7 \text{ т.р./год}$$

Определим минимум приведенных затрат:

$$Z = I + P_{\text{н}} * K = 254,7 + 0,12 * 5,549,8 = 920,7 \text{ т.р./год}$$

где: $P_{\text{н}} = 0,12$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

Схема №2.

Определим приведённые затраты:

Общая длина линии – 290 км.

Проходные ОРУ – 5 шт.

Тупиковые ОРУ – 1 шт.

$$\text{Стоимость} - K_{\text{ору}}^{\text{прох}} = 21,6 \text{ т.р.}$$

$$K_{\text{ору}}^{\text{туп}} = 17,4 \text{ т.р.}$$

По справочнику определим стоимость линии:

[Л-2, с.321, табл.6.99]

СЕЧЕНИЕ (мм ²)	ОДНОЦЕПНЫЕ ЛИНИИ (т.р.)	ДВУХЦЕПНЫЕ ЛИНИИ (т.р.)
АС-150	14,1	23
АС-185	15,3	25
АС-240	16,6	27

Определяем общие капиталовложения линии:

Определяем капиталовложения линии, проходных и тупиковых ОРУ:

$$K_{ор\dot{y}}^{прох} = 21,6 * 5 = 108 \text{ т.р.}$$

$$K_{ор\dot{y}}^{туп} = 17,4 * 1 = 17,4 \text{ т.р.}$$

$$K_{л} = \sum (K_{kj} * l_{kj}) = 16,6 * (41 + 23) + 14,1 * 50 + 16,6 * (32 + 31) + 27 * (76 + 32) = 5729,2 \text{ т.руб.}$$

Определяем общие капиталовложения линии:

$$K = K_{л} + K_{ор\dot{y}}^{прох} + K_{ор\dot{y}}^{туп} = 5729,2 + 108 + 17,4 = 5854,6 \text{ т.р.}$$

Определим ежегодные издержки:

$$И = И_{л} + И_{н/см} = \alpha_1 K_{л} + \alpha_2 K_{н/см} + \Delta P * \tau * \beta$$

$$\alpha_1 = 3,6\% - \text{для ВЛ}$$

$$\alpha_2 = 6,4\% - \text{для подстанций}$$

[Л-1, с.315, табл.8.2]

$$\tau = 2500 - \text{определили по графику}$$

[Л-2, с.266, гр.6.1]

$$\beta = 0,7 \text{ коп} = 0,7 * 10^{-5} \text{ т.руб.}$$

$$\Delta P = 3,97 \text{ МВТ} = 3970 \text{ кВт}$$

$$И = \alpha_1 * K_{л} + \alpha_2 * K_{н/см} + \Delta P * \tau * \beta = 0,036 * 5729,2 + 0,064 * (108 + 17,4) + 3970 * 2500 * 0,7 * 10^{-5} = 283,75 \text{ т.р./год}$$

Определим минимум приведенных затрат:

$$З = И + P_n * K = 283,75 + 0,12 * 5854,6 = 986,3 \text{ т.р./год}$$

где: $P_n = 0,12$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

Схема №3.**Определим приведённые затраты:**

Общая длина линии – 332 км.

Проходные ОРУ – 6 шт.

Тупиковые ОРУ – 0 шт.

$$\text{Стоимость} - \begin{aligned} K_{ор\dot{y}}^{прох} &= 21,6 \text{ т.р.} \\ K_{ор\dot{y}}^{туп} &= 17,4 \text{ т.р.} \end{aligned}$$

По справочнику определим стоимость линии:

[Л-2, с.321, табл.6.99]

СЕЧЕНИЕ (мм ²)	ОДНОЦЕПНЫЕ ЛИНИИ (т.р.)	ДВУХЦЕПНЫЕ ЛИНИИ (т.р.)
АС-150	14,1	23
АС-185	15,3	25
АС-240	16,6	27

Определяем общие капиталовложения линии:

Определяем капиталовложения линии, проходных и тупиковых ОРУ:

$$K_{ору}^{prox} = 21,6 * 6 = 129,6 \text{ т.р.}$$

$$K_{ору}^{туп} = 0 \text{ т.р.}$$

$$K_{л} = \sum (K_{kj} * l_{kj}) = 27 * 80 + 16,6 * 32 + 14,1 * (51 + 32) + 15,3 * 73 + 27 * (23 + 41) = 6706,4 \text{ т.руб.}$$

Определяем общие капиталовложения линии:

$$K = K_{л} + K_{ору}^{prox} + K_{ору}^{туп} = 6706,4 + 129,6 = 6836 \text{ т.р.}$$

Определим ежегодные издержки:

$$И = И_{л} + И_{н/см} = \alpha_1 K_{л} + \alpha_2 K_{н/см} + \Delta P * \tau * \beta$$

$$\alpha_1 = 3,6\% - \text{для ВЛ}$$

$$\alpha_2 = 6,4\% - \text{для подстанций}$$

[Л-1, с.315, табл.8.2]

$$\tau = 2500 - \text{определили по графику}$$

[Л-2, с.266, гр.6.1]

$$\beta = 0,7 \text{ коп} = 0,7 * 10^{-5} \text{ т.руб.}$$

$$\Delta P = 4,95 \text{ МВт} = 4950 \text{ кВт}$$

$$И = \alpha_1 * K_{л} + \alpha_2 * K_{н/см} + \Delta P * \tau * \beta = 0,036 * 6706,4 + 0,064 * 129,6 + 4950 * 2500 * 0,7 * 10^{-5} = 336,35 \text{ т.р./год}$$

Определим минимум приведенных затрат:

$$З = И + P_n * K = 336,35 + 0,12 * 6836 = 1156,7 \text{ т.р./год}$$

где: $P_n = 0,12$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

По произведённому технико-экономическому расчёту вариантов электроснабжения схем (схемы №1, №2, №3) выяснили, что по минимуму приведённых затрат наиболее выгодная и экономичная из трёх схем – схема №1. Её мы оставляем для дальнейших расчётов.

4. ВЫБОР МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ.

Определяется максимальная и расчётная мощности трансформаторов:

$$S_{pmp} = \frac{S_p'}{n * K_3} = \frac{S_p'}{2 * 0,7} \quad \text{где: } n = 2 - \text{количество трансформаторов}$$

$$S_{\max 3} = \sqrt{P_{p3}^2 + Q_{p3}^2} = \sqrt{20^2 + 9^2} = 21,9 \text{ MBA}$$

$$S_{\max 4} = \sqrt{P_{p4}^2 + Q_{p4}^2} = \sqrt{14,4^2 + 6,48^2} = 15,79 \text{ MBA}$$

$$S_{\max 5} = \sqrt{P_{p5}^2 + Q_{p5}^2} = \sqrt{27^2 + 12,39^2} = 29,7 \text{ MBA}$$

$$S_{\max 6} = \sqrt{P_{p6}^2 + Q_{p6}^2} = \sqrt{29,75^2 + 13,49^2} = 32,66 \text{ MBA}$$

$$S_{\max 7} = \sqrt{P_{p7}^2 + Q_{p7}^2} = \sqrt{20,5^2 + 9,125^2} = 22,44 \text{ MBA}$$

$$S_{\max 8} = \sqrt{P_{p8}^2 + Q_{p8}^2} = \sqrt{15^2 + 6,75^2} = 16,45 \text{ MBA}$$

$$S_{pmp3} = \frac{S_{p3}'}{n * K_3} = \frac{\sqrt{P_{p3}^2 + Q_{p3}^2}}{2 * 0,7} = \frac{21,9}{1,4} = 15,66 \text{ MBA}$$

$$S_{pmp4} = \frac{S_{p4}'}{n * K_3} = \frac{\sqrt{P_{p4}^2 + Q_{p4}^2}}{2 * 0,7} = \frac{15,79}{1,4} = 11,28 \text{ MBA}$$

$$S_{pmp5} = \frac{S_{p5}'}{n * K_3} = \frac{\sqrt{P_{p5}^2 + Q_{p5}^2}}{2 * 0,7} = \frac{29,7}{1,4} = 21,22 \text{ MBA}$$

$$S_{pmp6} = \frac{S_{p6}'}{n * K_3} = \frac{\sqrt{P_{p6}^2 + Q_{p6}^2}}{2 * 0,7} = \frac{32,66}{1,4} = 23,33 \text{ MBA}$$

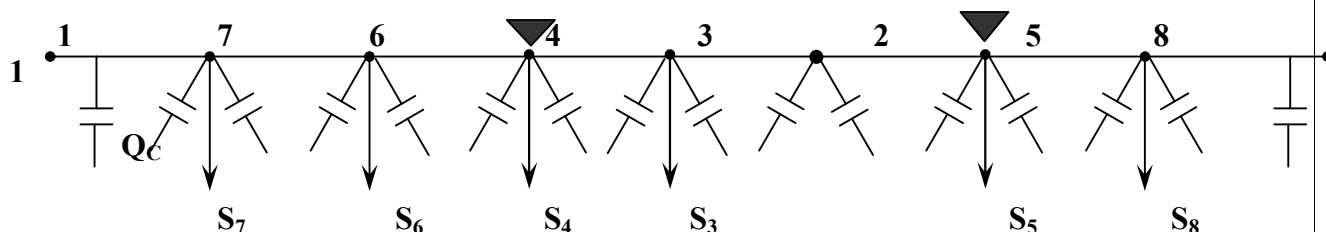
$$S_{pmp7} = \frac{S_{p7}'}{n * K_3} = \frac{\sqrt{P_{p7}^2 + Q_{p7}^2}}{2 * 0,7} = \frac{22,44}{1,4} = 16,03 \text{ MBA}$$

$$S_{pmp8} = \frac{S_{p8}'}{n * K_3} = \frac{\sqrt{P_{p8}^2 + Q_{p8}^2}}{2 * 0,7} = \frac{16,45}{1,4} = 11,75 \text{ MBA}$$

По полученным расчётным мощностям выбираются из справочника трансформаторы [Л-3,с.---,табл.---]

№ п/ ст	Тип трансфор- матора	$S_{ма}$ х МВ А	$S_{рас}$ ч МВ А	$S_{ном}$ МВ А	Номи- нальное напряже- ние об- моток, кВ		U_K %	ΔP хх кВ Т	ΔP кз кВ Т	$I_{хх}$ %	R_T р О М	X_T р О М
					В	Н						
3	ТДН16000/ 110	21, 9	15, 66	16	115	11	10, 5	19	85	0, 7	4,3 8	86, 7
4	ТРДН4000 0/110	15, 79	11, 28	16	115	11	10, 5	19	85	0, 7	4,3 8	86, 7
5	ТДН10000/ 110	29, 7	21, 22	25	115	10, 5	10, 5	27	12 0	0, 7	2,5 4	55, 9
6	ТДН16000/ 110	32, 66	23, 33	25	115	10, 5	10, 5	27	12 0	0, 7	2,5 4	55, 9
7	ТМН6300/ 110	22, 44	16, 03	16	115	11	10, 5	19	85	0, 8	4,3 8	86, 7
8	ТДН10000/ 110	16, 45	11, 75	16	115	11	10, 5	19	85	0, 7	4,3 8	86, 7

Определение зарядной мощности ЛЭП.



Из справочника опре-
противление проводов

[Л-1, с.358, табл.7-32]

Сечение	b_0 (См, 10^{-6})
150	2,74
185	2,82
240	2,85

деляем индуктивное со-
линий:

$$Q_C = U^2 b_0 l,$$

$$Q_{C17} = U^2 b_0 l_{17} = 110^2 * 2,85 * 10^{-6} * 41 = 1,4 \text{ МВАр}$$

$$Q_{C76} = U^2 b_0 l_{76} = 110^2 * 2,85 * 10^{-6} * 23 = 0,8 \text{ МВАр}$$

$$Q_{C64} = U^2 b_0 l_{64} = 110^2 * 2,74 * 10^{-6} * 42 = 1,39 \text{ МВАр}$$

$$Q_{C43} = U^2 b_0 l_{43} = 110^2 * 2,74 * 10^{-6} * 32 = 1,06 \text{ МВАр}$$

$$Q_{C32} = U^2 b_0 l_{32} = 110^2 * 2,85 * 10^{-6} * 80 = 2,76 \text{ МВАр}$$

$$Q_{C25} = U^2 b_0 l_{25} = 110^2 * 2,74 * 10^{-6} * 45 = 1,5 \text{ МВАр}$$

$$Q_{C58} = U^2 b_0 l_{58} = 110^2 * 2,74 * 10^{-6} * 32 = 1,06 \text{ МВАр}$$

$$Q_{C81} = U^2 b_0 l_{81} = 110^2 * 2,82 * 10^{-6} * 31 = 1,06 \text{ МВАр}$$

Расчёт максимального режима.

Определим потери мощности в трансформаторах.

$$P_{TP} = n\Delta P_{XX} + \frac{\Delta P_K}{n} \left(\frac{S_{HAГP}}{S_H} \right)^2 \quad (MBm) \quad \text{и} \quad \Delta Q_{TP} = \frac{nI_{XX}S_H}{100} + \frac{U_K S_H}{100n} \left(\frac{S_{HAГP}}{S_H} \right)^2 \quad (MBAp)$$

$$\Delta P_{TP7} = n\Delta P_{XX} + \frac{\Delta P_{K3}}{n} \left(\frac{S_{HAГP}}{S_H} \right)^2 = 2 * 19 + \frac{85}{2} * \left(\frac{22,44}{16} \right)^2 = 121,6 \kappa Bm = 0,122 MBm$$

$$\Delta P_{TP6} = 2 * 27 + \frac{120}{2} * \left(\frac{32,66}{25} \right)^2 = 156,4 \kappa Bm = 0,156 MBm$$

$$\Delta P_{TP4} = 2 * 19 + \frac{85}{2} * \left(\frac{15,79}{16} \right)^2 = 79,39 \kappa Bm = 0,079 MBm$$

$$\Delta P_{TP3} = 2 * 19 + \frac{85}{2} * \left(\frac{21,9}{16} \right)^2 = 117,6 \kappa Bm = 0,118 MBm$$

$$\Delta P_{TP5} = 2 * 27 + \frac{120}{2} * \left(\frac{29,7}{25} \right)^2 = 138,68 \kappa Bm = 0,139 MBm$$

$$\Delta P_{TP8} = 2 * 19 + \frac{85}{2} * \left(\frac{16,45}{116} \right)^2 = 82,9 \kappa Bm = 0,083 MB$$

$$\Delta Q_{TP7} = \frac{nI_{XX}S_H}{100} + \frac{U_K S_H}{100n} \left(\frac{S_{HAГP}}{S_H} \right)^2 = \frac{2 * 0,7 * 16}{100} + \frac{10,5 * 16}{100 * 2} * \left(\frac{22,44}{16} \right)^2 = 1,88 MBAp$$

$$\Delta Q_{TP6} = \frac{2 * 0,7 * 25}{100} + \frac{10,5 * 25}{100 * 2} * \left(\frac{32,66}{25} \right)^2 = 2,59 MBAp$$

$$\Delta Q_{TP4} = \frac{2 * 0,7 * 16}{100} + \frac{10,5 * 16}{100 * 2} * \left(\frac{15,75}{16} \right)^2 = 1,04 MBAp$$

$$\Delta Q_{TP3} = \frac{2 * 0,7 * 16}{100} + \frac{10,5 * 16}{100 * 2} * \left(\frac{21,9}{16} \right)^2 = 1,79 MBAp$$

$$\Delta Q_{TP5} = \frac{2 * 0,7 * 25}{100} + \frac{10,5 * 25}{100 * 2} * \left(\frac{29,7}{25} \right)^2 = 1,9 MBAp$$

$$\Delta Q_{TP8} = \frac{2 * 0,7 * 16}{100} + \frac{10,5 * 16}{100 * 2} * \left(\frac{16,45}{16} \right)^2 = 1,1 MBAp$$

Определим расчётные нагрузки.

$$S_{PACЧ} = P_{HAГP} + jQ_{HAГP} + \Delta P_{TP} + j\Delta Q_{TP} - j\frac{Q_{CKj}}{2} - j\frac{Q_{CKj}}{2} \quad (MBA)$$

$$S_{PACЧ7} = P_{HAГP} + jQ_{HAГP} + \Delta P_{TP} + j\Delta Q_{TP} - j\frac{Q_{C17}}{2} - j\frac{Q_{C76}}{2} = 20,5 + j9,125 + 0,12 + j1,88 - j\frac{1,4 * 2}{2} - j\frac{0,8}{2} = 20,56 + j9,2 MBA$$

$$S_{PACЧ6} = P_{HAГP} + jQ_{HAГP} + \Delta P_{TP} + j\Delta Q_{TP} - j\frac{Q_{C76}}{2} - j\frac{Q_{C64}}{2} = 29,75 + j13,49 + 0,16 + j2,59 - j\frac{0,8}{2} - j\frac{1,39}{2} = 29,91 + j14,98 MBA$$

$$S_{PACЧ4} = P_{HAГP} + jQ_{HAГP} + \Delta P_{TP} + j\Delta Q_{TP} - j\frac{Q_{C64}}{2} - j\frac{Q_{C43}}{2} = 14,4 + j6,48 + 0,079 + j1,04 -$$

$$- j\frac{1,39}{2} - j\frac{1,0,6}{2} = 14,48 + j6,29 MVA$$

$$S_{PACЧ3} = P_{HAГP} + jQ_{HAГP} + \Delta P_{TP} + j\Delta Q_{TP} - j\frac{Q_{C43}}{2} - j\frac{Q_{C35}}{2} = 20 + j9 + 0,117 + j1,79 -$$

$$- j\frac{1,06}{2} - j\frac{2,76}{2} = 20,12 + j8,88 MVA$$

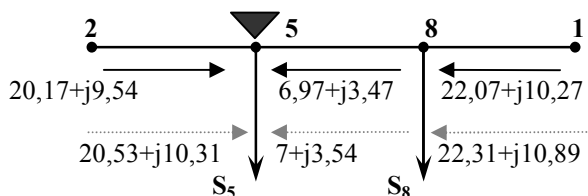
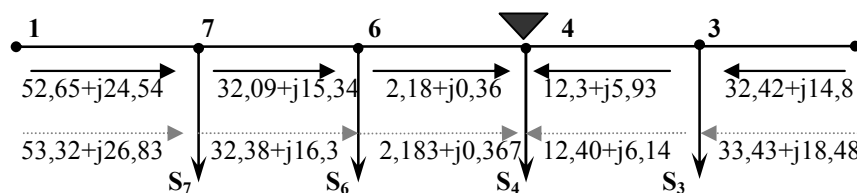
$$S_{PACЧ5} = P_{HAГP} + jQ_{HAГP} + \Delta P_{TP} + j\Delta Q_{TP} - j\frac{Q_{C35}}{2} - j\frac{Q_{C58}}{2} = 27 + j12,39 + 0,14 + j1,9 -$$

$$- j\frac{1,5}{2} - j\frac{1,06}{2} = 27,14 + j13,01 MVA$$

$$S_{PACЧ8} = P_{HAГP} + jQ_{HAГP} + \Delta P_{TP} + j\Delta Q_{TP} - j\frac{Q_{C58}}{2} - j\frac{Q_{C81}}{2} = 15 + j6,75 + 0,083 + j1,1 -$$

$$- j\frac{1,06}{2} - j\frac{1,06}{2} = 15,1 + j6,79 MVA$$

Определим потокораспределение мощности.



$$P_{л17} = \frac{P_7 l_{72} + P_6 l_{62} + P_4 l_{42} + P_3 l_{32}}{\Sigma l_{1-2}} = \frac{20,56 \cdot 177 + 29,91 \cdot 154 + 14,48 \cdot 112 + 20,12 \cdot 80}{218} = 52,65 \text{ MBm}$$

$$Q_{л17} = \frac{Q_7 l_{72} + Q_6 l_{62} + Q_4 l_{42} + Q_3 l_{32}}{\Sigma l_{1-2}} = \frac{9,2 \cdot 177 + 14,98 \cdot 154 + 6,29 \cdot 112 + 8,88 \cdot 80}{218} = 24,54 \text{ MBAp}$$

$$P_{л25} = \frac{P_5 l_{51} + P_8 l_{81}}{\Sigma l_{2-1}} = \frac{27,14 \cdot 63 + 15,1 \cdot 31}{108} = 20,17 \text{ MBm}$$

$$Q_{л25} = \frac{Q_5 l_{51} + Q_8 l_{81}}{\Sigma l_{2-1}} = \frac{13,01 \cdot 63 + 6,79 \cdot 31}{108} = 9,54 \text{ MBAp}$$

$$P_{л23} = \frac{P_3 l_{31} + P_4 l_{41} + P_6 l_{61} + P_7 l_{71}}{\Sigma l_{1-2}} = \frac{20,12 \cdot 138 + 14,48 \cdot 106 + 29,91 \cdot 64 + 20,56 \cdot 41}{218} = 32,42 \text{ MBm}$$

$$Q_{л23} = \frac{Q_3 l_{31} + Q_4 l_{41} + Q_6 l_{61} + Q_7 l_{71}}{\Sigma l_{1-2}} = \frac{8,88 \cdot 138 + 6,29 \cdot 106 + 14,98 \cdot 64 + 9,2 \cdot 41}{218} = 5,335 \text{ MBAp}$$

$$P_{л18} = \frac{P_8 l_{82} + P_5 l_{52}}{\Sigma l_{2-1}} = \frac{15,1 \cdot 77 + 27,14 \cdot 45}{108} = 22,07 \text{ MBm}$$

$$Q_{л18} = \frac{Q_8 l_{82} + Q_5 l_{52}}{\Sigma l_{2-1}} = \frac{6,79 \cdot 77 + 13,01 \cdot 45}{108} = 10,27 \text{ MBAp}$$

Уточнение потоков мощности с учётом потерь мощности на участках линии.

$$\Delta P_{kj} = \frac{P_{kj}^2 + Q_{kj}^2}{U^2} * R (\kappa Bm); \Delta Q_{kj} = \frac{P_{kj}^2 + Q_{kj}^2}{U^2} * X (\kappa BAp)$$

$$\Delta P_{17} = \frac{P_{17}^2 + Q_{17}^2}{U^2} * R = \frac{52,65^2 + 24,54^2}{110^2} * 2,46 = 0,67 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{17} = \frac{P_{17}^2 + Q_{17}^2}{U^2} * X = \frac{52,65^2 + 24,54^2}{110^2} * 8,22 = 2,29 \text{ кВАp}$$

$$\Delta P_{76} = \frac{P_{76}^2 + Q_{76}^2}{U^2} * R = \frac{32,09^2 + 15,34^2}{110^2} * 2,76 = 0,29 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{76} = \frac{P_{76}^2 + Q_{76}^2}{U^2} * X = \frac{32,09^2 + 15,34^2}{110^2} * 9,22 = 0,96 \text{ кВАp}$$

$$\Delta P_{64} = \frac{P_{64}^2 + Q_{64}^2}{U^2} * R = \frac{2,18^2 + 0,36^2}{110^2} * 8,19 = 0,0033 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{64} = \frac{P_{64}^2 + Q_{64}^2}{U^2} * X = \frac{2,18^2 + 0,36^2}{110^2} * 17,47 = 0,007 \text{ кВАp}$$

$$\Delta P_{43} = \frac{P_{43}^2 + Q_{43}^2}{U^2} * R = \frac{12,3^2 + 5,93^2}{110^2} * 6,24 = 0,096 \text{ кВт}$$

$$\begin{aligned}\Delta Q_{43} &= \frac{P_{43}^2 + Q_{43}^2}{U^2} * X = \frac{12,3^2 + 5,93^2}{110^2} * 13,31 = 0,21 \text{ кВАр} \\ \Delta P_{32} &= \frac{P_{32}^2 + Q_{32}^2}{U^2} * R = \frac{32,42^2 + 14,81^2}{110^2} * 9,6 = 1,01 \text{ кВт} \\ \Delta Q_{32} &= \frac{P_{32}^2 + Q_{32}^2}{U^2} * X = \frac{32,42^2 + 14,81^2}{110^2} * 32,08 = 3,67 \text{ кВАр} \\ \Delta P_{25} &= \frac{P_{25}^2 + Q_{25}^2}{U^2} * R = \frac{20,17^2 + 9,54^2}{110^2} * 8,78 = 0,36 \text{ кВт} \\ \Delta Q_{25} &= \frac{P_{25}^2 + Q_{25}^2}{U^2} * X = \frac{20,17^2 + 9,54^2}{110^2} * 18,72 = 0,77 \text{ кВАр} \\ \Delta P_{58} &= \frac{P_{58}^2 + Q_{58}^2}{U^2} * R = \frac{6,97^2 + 3,47^2}{110^2} * 6,24 = 0,03 \text{ кВт} \\ \Delta Q_{58} &= \frac{P_{58}^2 + Q_{58}^2}{U^2} * X = \frac{6,97^2 + 3,47^2}{110^2} * 13,31 = 0,067 \text{ кВАр} \\ \Delta P_{81} &= \frac{P_{81}^2 + Q_{81}^2}{U^2} * R = \frac{22,07^2 + 10,27^2}{110^2} * 4,84 = 0,24 \text{ кВт} \\ \Delta Q_{81} &= \frac{P_{81}^2 + Q_{81}^2}{U^2} * X = \frac{22,07^2 + 10,27^2}{110^2} * 12,68 = 0,62 \text{ кВАр}\end{aligned}$$

$$S'_{17} = (P_{17} + jQ_{17}) + (\Delta P_{17} + \Delta Q_{17}) = (52,65 + j24,54) + (0,67 + j2,29) = 53,32 + j26,83 \text{ МВА}$$

$$S'_{76} = (P_{76} + jQ_{76}) + (\Delta P_{76} + \Delta Q_{76}) = (32,09 + j15,34) + (0,29 + j0,96) = 32,38 + j16,3 \text{ МВА}$$

$$S'_{64} = (P_{64} + jQ_{64}) + (\Delta P_{64} + \Delta Q_{64}) = (2,18 + j0,36) + (0,0033 + j0,007) = 2,183 + j0,367 \text{ МВА}$$

$$S'_{43} = (P_{43} + jQ_{43}) + (\Delta P_{43} + \Delta Q_{43}) = (12,3 + j5,93) + (0,096 + j0,21) = 12,4 + j6,14 \text{ МВА}$$

$$S'_{32} = (P_{32} + jQ_{32}) + (\Delta P_{32} + \Delta Q_{32}) = (32,42 + j14,81) + (1,01 + j3,67) = 33,43 + j18,48 \text{ МВА}$$

$$S'_{25} = (P_{25} + jQ_{25}) + (\Delta P_{25} + \Delta Q_{25}) = (20,17 + j9,54) + (0,36 + j0,77) = 20,53 + j10,31 \text{ МВА}$$

$$S'_{58} = (P_{58} + jQ_{58}) + (\Delta P_{58} + \Delta Q_{58}) = (6,97 + j3,47) + (0,03 + j0,067) = 7 + j3,54 \text{ МВА}$$

$$S'_{81} = (P_{81} + jQ_{81}) + (\Delta P_{81} + \Delta Q_{81}) = (22,07 + j10,24) + (0,2 + j0,62) = 22,31 + j10,89 \text{ МВА}$$

Определение действительных напряжения на шинах подстанций потребителей.

Определяем напряжение на шинах источников питания:

$$U_1 = U_2 = 1,05 * 110 = 115 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 7 на шинах высокого напряжения:

$$U_7 = U_1 - \frac{P'_{17} * r_{17} + Q'_{17} * x_{17}}{U_1} = 115 - \frac{53,32 * 2,46 + 26,83 * 8,22}{115} = 111,94 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 7 на шинах низкого напряжения, приведённое к шинам высокого напряжения:

$$U'_7 = U_7 - \frac{P_{p7} * \frac{r_{тp7}}{2} + Q_{p7} * \frac{x_{тp7}}{2}}{U_7} = 111,94 - \frac{20,56 * \frac{4,38}{2} + 9,2 * \frac{86,7}{2}}{111,94} = 107,9 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 6 на шинах высокого напряжения:

$$U_6 = U_7 - \frac{P'_{76} * r_{76} + Q'_{76} * x_{76}}{U_7} = 111,94 - \frac{32,38 * 2,76 + 16,3 * 9,22}{111,94} = 107,9 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 6 на шинах низкого напряжения, приведённое к шинам высокого напряжения:

$$U'_6 = U_6 - \frac{P_{p6} * \frac{r_{tp6}}{2} + Q_{p6} * \frac{x_{tp6}}{2}}{U_6} = 107,9 - \frac{29,91 * \frac{2,54}{2} + 9,2 * \frac{55,9}{2}}{107,9} = 103,7 \text{кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 4 на шинах высокого напряжения со стороны 1 источника:

$$U_4 = U_6 - \frac{P'_{64} * r_{64} + Q'_{64} * x_{64}}{U_6} = 107,9 - \frac{2,18 * 8,19 + 0,37 * 17,47}{107,9} = 107,6 \text{кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 4 на шинах низкого напряжения, приведённое к шинам высокого напряжения:

$$U'_4 = U_4 - \frac{P_{p4} * \frac{r_{tp4}}{2} + Q_{p4} * \frac{x_{tp4}}{2}}{U_4} = 107,6 - \frac{14,48 * \frac{4,38}{2} + 6,29 * \frac{86,7}{2}}{107,6} = 104,8 \text{кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 4 на шинах высокого напряжения со стороны 2 источника:

$$U_4 = U_3 - \frac{P'_{34} * r_{34} + Q'_{34} * x_{34}}{U_3} = 107,05 - \frac{12,4 * 6,24 + 6,14 * 13,31}{107,05} = 107,3 \text{кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 3 на шинах высокого напряжения:

$$U_3 = U_2 - \frac{P'_{32} * r_{32} + Q'_{32} * x_{32}}{U_2} = 115 - \frac{33,43 * 9,6 + 18,48 * 32,08}{115} = 107,05 \text{кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 3 на шинах низкого напряжения, приведённое к шинам высокого напряжения:

$$U'_3 = U_3 - \frac{P_{p3} * \frac{r_{tp3}}{2} + Q_{p3} * \frac{x_{tp3}}{2}}{U_3} = 107,05 - \frac{20,12 * \frac{4,38}{2} + 8,88 * \frac{86,7}{2}}{107,05} = 103 \text{кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 5 на шинах высокого напряжения со стороны 2 источника:

$$U_5 = U_2 - \frac{P'_{25} * r_{25} + Q'_{25} * x_{25}}{U_2} = 115 - \frac{20,53 * 8,78 + 10,31 * 18,72}{115} = 111,75 \text{кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 5 на шинах низкого напряжения, приведённое к шинам высокого напряжения:

$$U'_5 = U_5 - \frac{P_{p5} * \frac{r_{tp5}}{2} + Q_{p5} * \frac{x_{tp5}}{2}}{U_5} = 111,75 - \frac{27,14 * \frac{2,54}{2} + 13,01 * \frac{55,9}{2}}{111,75} = 108,9 \text{кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 5 на шинах высокого напряжения со стороны

$$U_5 = U_8 - \frac{P'_{85} * r_{85} + Q'_{85} * x_{85}}{U_8} = 112,8 - \frac{7 * 6,24 + 3,54 * 13,31}{112,8} = 111,77 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 8 на шинах высокого напряжения:

$$U_8 = U_1 - \frac{P'_{18} * r_{18} + Q'_{18} * x_{18}}{U_1} = 115 - \frac{22,31 * 4,84 + 10,89 * 12,68}{115} = 112,8 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 8 на шинах низкого напряжения, приведённое к шинам высокого напряжения:

$$U'_8 = U_8 - \frac{P_{p8} * \frac{r_{tp8}}{2} + Q_{p8} * \frac{x_{tp8}}{2}}{U_8} = 112,8 - \frac{15,1 * \frac{4,38}{2} + 6,79 * \frac{86,7}{2}}{112,8} = 109,9 \text{ кВ}$$

Расчёт минимального режима.

Определим нагрузки потребителей при минимальном режиме.

$$P_{i \min} = 0,55 * P_{i \max}$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{\min} = \operatorname{tg} \varphi_{\max} + 0,03$$

$$Q_{i \min} = P_{i \min} * \operatorname{tg} \varphi_{\min}$$

$$P_{3 \min} = 0,55 * P_{3 \max} = 20,12 * 0,55 = 11,06 \text{ МВА}$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{\min} = \operatorname{tg} \varphi_{\max} + 0,03 = 0,75 + 0,03 = 0,783$$

$$Q_{3 \min} = P_{3 \min} * \operatorname{tg} \varphi_{\min} = 11,3 * 0,783 = 8,65 \text{ МВАр}$$

$$P_{4 \min} = 0,55 * P_{4 \max} = 0,55 * 14,48 = 7,96 \text{ МВА}$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{\min} = \operatorname{tg} \varphi_{\max} + 0,03 = 0,75 + 0,03 = 0,783$$

$$Q_{4 \min} = P_{4 \min} * \operatorname{tg} \varphi_{\min} = 7,96 * 0,783 = 6,2 \text{ МВАр}$$

$$P_{5 \min} = 0,55 * P_{5 \max} = 27,14 * 0,55 = 14,9 \text{ МВА}$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{\min} = \operatorname{tg} \varphi_{\max} + 0,03 = 0,48 + 0,03 = 0,51$$

$$Q_{5 \min} = P_{5 \min} * \operatorname{tg} \varphi_{\min} = 14,9 * 0,51 = 7,6 \text{ МВАр}$$

$$P_{6 \min} = 0,55 * P_{6 \max} = 29,91 * 0,55 = 16,45 \text{ МВА}$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{\min} = \operatorname{tg} \varphi_{\max} + 0,03 = 0,62 + 0,03 = 0,65$$

$$Q_{6 \min} = P_{6 \min} * \operatorname{tg} \varphi_{\min} = 16,45 * 0,65 = 10,7 \text{ МВАр}$$

$$P_{7 \min} = 0,55 * P_{7 \max} = 20,56 * 0,55 = 11,3 \text{ МВА}$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{\min} = \operatorname{tg} \varphi_{\max} + 0,03 = 0,7 + 0,03 = 0,73$$

$$Q_{7 \min} = P_{7 \min} * \operatorname{tg} \varphi_{\min} = 11,3 * 0,73 = 8,25 \text{ МВАр}$$

$$P_{8 \min} = 0,55 * P_{8 \max} = 15,1 * 0,55 = 8,3 \text{ МВА}$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{\min} = \operatorname{tg} \varphi_{\max} + 0,03 = 0,88 + 0,03 = 0,91$$

$$Q_{8 \min} = P_{8 \min} * \operatorname{tg} \varphi_{\min} = 8,3 * 0,91 = 7,55 \text{ МВАр}$$

$$S_{наз3} = \sqrt{P_{p3}^2 + Q_{p3}^2} = \sqrt{11,06^2 + 8,65^2} = 14,04 MVA$$

$$S_{наз4} = \sqrt{P_{p4}^2 + Q_{p4}^2} = \sqrt{7,96^2 + 6,2^2} = 10 MVA$$

$$S_{наз5} = \sqrt{P_{p5}^2 + Q_{p5}^2} = \sqrt{14,9^2 + 7,6^2} = 16,7 MVA$$

$$S_{наз6} = \sqrt{P_{p6}^2 + Q_{p6}^2} = \sqrt{16,45^2 + 10,7^2} = 19,6 MVA$$

$$S_{наз7} = \sqrt{P_{p7}^2 + Q_{p7}^2} = \sqrt{11,3^2 + 8,25^2} = 14 MVA$$

$$S_{наз8} = \sqrt{P_{p8}^2 + Q_{p8}^2} = \sqrt{8,3^2 + 7,55^2} = 11,2 MVA$$

Определим количество работающих трансформаторов.

$$S_{неp} = S_{um} \sqrt{\frac{\Delta P_{xx}}{\Delta P_{кз}} * n(n-1)}$$

$$S_{неp} = 16 \sqrt{\frac{19}{85}} * 2 = 10,69 MVA$$

$$S_{неp} = 25 \sqrt{\frac{27}{120}} * 2 = 16,77 MVA$$

На всех пунктах в минимальном режиме один трансформатор отключен.

4. Определим потери мощности в трансформаторах.

$$\Delta P_{TP} = \Delta P_{xx} + \Delta P_K \left(\frac{S_{HAGP}}{S_H} \right)^2 \quad (MBm) \quad \text{и} \quad \Delta Q_{TP} = \frac{I_{xx} S_H}{100} + \frac{U_K S_H}{100} \left(\frac{S_{HAGP}}{S_H} \right)^2 \quad (MBAp)$$

$$\Delta P_{TP7} = \Delta P_{xx} + \Delta P_{K3} \left(\frac{S_{HAGP}}{S_H} \right)^2 = 19 + 85 * \left(\frac{14}{16} \right)^2 = 84 \kappa Bm = 0,084 MBm$$

$$\Delta P_{TP6} = 27 + 120 * \left(\frac{19,6}{25} \right)^2 = 0,1 MBm$$

$$\Delta P_{TP4} = 19 + 85 * \left(\frac{10}{16} \right)^2 = 0,052 MBm$$

$$\Delta P_{TP3} = 19 + 85 * \left(\frac{14,04}{16} \right)^2 = 0,084 MBm$$

$$\Delta P_{TP5} = 27 + 120 * \left(\frac{16,7}{25} \right)^2 = 0,080 MBm$$

$$\Delta P_{TP8} = 19 + 85 * \left(\frac{11,2}{16} \right)^2 = 0,060 MBm$$

$$\Delta Q_{TP7} = \frac{I_{XX} S_H}{100} + \frac{U_K S_H}{100} \left(\frac{S_{HAГP}}{S_H} \right)^2 = \frac{0,7 * 16}{100} + \frac{10,5 * 16}{100} * \left(\frac{14}{16} \right)^2 = 1,4 MBAp$$

$$\Delta Q_{TP6} = \frac{0,7 * 25}{100} + \frac{10,5 * 25}{100} * \left(\frac{19,6}{25} \right)^2 = 1,78 MBAp$$

$$\Delta Q_{TP4} = \frac{0,7 * 16}{100} + \frac{10,5 * 16}{100} * \left(\frac{10}{16} \right)^2 = 0,76 MBAp$$

$$\Delta Q_{TP3} = \frac{0,7 * 16}{100} + \frac{10,5 * 16}{100} * \left(\frac{14,04}{16} \right)^2 = 1,4 MBAp$$

$$\Delta Q_{TP5} = \frac{0,7 * 25}{100} + \frac{10,5 * 25}{100} * \left(\frac{16,7}{25} \right)^2 = 1,34 MBAp$$

$$\Delta Q_{TP8} = \frac{0,7 * 16}{100} + \frac{10,5 * 16}{100} * \left(\frac{11,2}{16} \right)^2 = 0,93 MBAp$$

Определим расчётные нагрузки.

$$S_{PAC4} = P_{HAГP} + jQ_{HAГP} + \Delta P_{TP} + j\Delta Q_{TP} - j \frac{Q_{Ckj}}{2} - j \frac{Q_{Ckj}}{2} \quad (MBA)$$

$$S_{PAC47} = P_{HAГP} + jQ_{HAГP} + \Delta P_{TP} + j\Delta Q_{TP} - j \frac{Q_{C17}}{2} - j \frac{Q_{C76}}{2} = 11,3 + j8,25 + 0,084 + j1,4 - \\ - j \frac{1,4 * 2}{2} - j \frac{0,8}{2} = 11,38 + j7,8 MBA$$

$$S_{PAC46} = P_{HAГP} + jQ_{HAГP} + \Delta P_{TP} + j\Delta Q_{TP} - j \frac{Q_{C76}}{2} - j \frac{Q_{C64}}{2} = 16,45 + j13,49 + 0,1 + j2,59 - \\ - j \frac{0,8}{2} - j \frac{1,39}{2} = 16,55 + j10,69 MBA$$

$$S_{PAC4} = P_{HAГP} + jQ_{HAГP} + \Delta P_{TP} + j\Delta Q_{TP} - j\frac{Q_{C64}}{2} - j\frac{Q_{C43}}{2} = 7,96 + j6,2 + 0,052 + j0,76 -$$

$$-j\frac{1,39}{2} - j\frac{1,0,6}{2} = 8 + j5,7MBA$$

$$S_{PAC3} = P_{HAГP} + jQ_{HAГP} + \Delta P_{TP} + j\Delta Q_{TP} - j\frac{Q_{C43}}{2} - j\frac{Q_{C35}}{2} = 11,6 + j8,65 + 0,084 + j1,4 -$$

$$-j\frac{1,06}{2} - j\frac{2,76}{2} = 11,14 + j8,1MBA$$

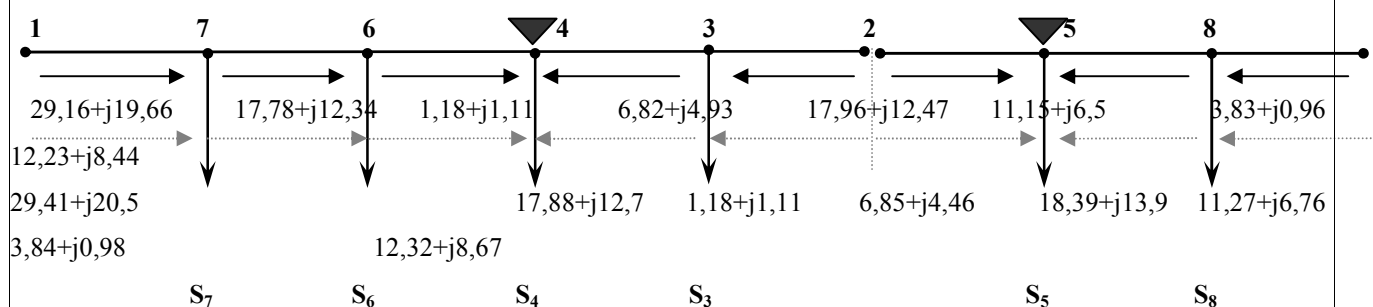
$$S_{PAC5} = P_{HAГP} + jQ_{HAГP} + \Delta P_{TP} + j\Delta Q_{TP} - j\frac{Q_{C35}}{2} - j\frac{Q_{C58}}{2} = 14,9 + j7,6 + 0,08 + j1,34 -$$

$$-j\frac{1,5}{2} - j\frac{1,06}{2} = 14,98 + j7,26MBA$$

$$S_{PAC8} = P_{HAГP} + jQ_{HAГP} + \Delta P_{TP} + j\Delta Q_{TP} - j\frac{Q_{C58}}{2} - j\frac{Q_{C81}}{2} = 8,3 + j7,55 + 0,06 + j0,93 -$$

$$-j\frac{1,06}{2} - j\frac{1,06}{2} = 8,4 + j7,42MBA$$

Определим потокораспределение мощности.



$$P_{\lambda 17} = \frac{P_7 l_{72} + P_6 l_{62} + P_4 l_{42} + P_3 l_{32}}{\sum l_{1-2}} = \frac{11,38 \cdot 177 + 16,55 \cdot 154 + 8 \cdot 112 + 11,14 \cdot 80}{218} = 29,16MB$$

$$Q_{\lambda 17} = \frac{Q_7 l_{72} + Q_6 l_{62} + Q_4 l_{42} + Q_3 l_{32}}{\sum l_{1-2}} = \frac{7,8 \cdot 177 + 10,69 \cdot 154 + 5,7 \cdot 112 + 8,1 \cdot 80}{218} = 19,66MBAp$$

$$P_{\lambda 25} = \frac{P_5 l_{51} + P_8 l_{81}}{\sum l_{2-1}} = \frac{14,98 \cdot 63 + 8,4 \cdot 31}{108} = 11,15MBm$$

$$Q_{\lambda 25} = \frac{Q_5 l_{51} + Q_8 l_{81}}{\sum l_{2-1}} = \frac{7,26 \cdot 63 + 7,42 \cdot 31}{108} = 6,5MBAp$$

$$P_{\lambda 23} = \frac{P_3 l_{31} + P_4 l_{41} + P_6 l_{61} + P_7 l_{71}}{\sum l_{1-2}} = \frac{11,14 \cdot 138 + 8 \cdot 106 + 16,55 \cdot 64 + 11,38 \cdot 41}{218} = 17,96MBm$$

$$Q_{\lambda 23} = \frac{Q_3 l_{31} + Q_4 l_{41} + Q_6 l_{61} + Q_7 l_{71}}{\sum l_{1-2}} = \frac{8,1 \cdot 138 + 5,7 \cdot 106 + 11,69 \cdot 64 + 7,8 \cdot 41}{218} = 12,47MBAp$$

$$P_{\lambda 18} = \frac{P_8 l_{82} + P_5 l_{52}}{\sum l_{2-1}} = \frac{8,4 \cdot 77 + 14,98 \cdot 45}{108} = 12,23MBm$$

$$Q_{\lambda 18} = \frac{Q_8 l_{82} + Q_5 l_{52}}{\sum l_{2-1}} = \frac{7,42 \cdot 77 + 7,26 \cdot 45}{108} = 8,44MBAp$$

$$S_{17} = 29,16 + j19,66 \text{ MBA}$$

$$S_{76} = S_{17} - S_7 = (29,16 + j19,66) - (11,38 + j7,32) = 17,78 + j12,34 \text{ MBA}$$

$$S_{64} = S_{76} - S_6 = (17,78 + j12,34) - (16,6 + j11,23) = 1,18 + j1,11 \text{ MBA}$$

$$S_{43} = S_{64} - S_4 = (1,18 + j1,11) - (8 + j5,5) = -6,82 - j4,39 \text{ MBA}$$

$$S_{32} = S_{43} + S_3 = (-6,82 - j4,39) + (11,16 + j8,1) = 4,34 + j3,71 \text{ MBA}$$

$$S_{25} = 11,55 + j6,5 \text{ MBA}$$

$$S_{58} = S_{25} - S_5 = (11,55 + j6,5) - (14,98 + j7,46) = -3,43 - j0,96 \text{ MBA}$$

$$S_{81} = S_{58} + S_8 = (-3,43 - j0,96) + (8,4 + j7,48) = 4,97 + j6,52 \text{ MBA}$$

S_{43} , S_{58} получились отрицательными. Это означает, что поток мощности направлен в противоположную сторону от выбранного нами направления. Поэтому для дальнейших расчётов мы меняем в схеме направление потока.

Потокораспределение не изменилось.

Уточнение потоков мощности с учётом потерь мощности на участках линии.

$$\Delta P_{kj} = \frac{P_{kj}^2 + Q_{kj}^2}{U^2} * R(\text{кВм}); \Delta Q_{kj} = \frac{P_{kj}^2 + Q_{kj}^2}{U^2} * X(\text{квар})$$

$$\Delta P_{17} = \frac{P_{17}^2 + Q_{17}^2}{U^2} * R = \frac{29,16^2 + 19,66^2}{110^2} * 2,46 = 0,25 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{17} = \frac{P_{17}^2 + Q_{17}^2}{U^2} * X = \frac{29,16^2 + 19,66^2}{110^2} * 8,22 = 0,84 \text{ кВар}$$

$$\Delta P_{76} = \frac{P_{76}^2 + Q_{76}^2}{U^2} * R = \frac{17,78^2 + 12,34^2}{110^2} * 2,76 = 0,106 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{76} = \frac{P_{76}^2 + Q_{76}^2}{U^2} * X = \frac{17,78^2 + 12,34^2}{110^2} * 9,22 = 0,36 \text{ кВар}$$

$$\Delta P_{64} = \frac{P_{64}^2 + Q_{64}^2}{U^2} * R = \frac{1,18^2 + 1,11^2}{110^2} * 8,19 = 0,0017 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{64} = \frac{P_{64}^2 + Q_{64}^2}{U^2} * X = \frac{1,18^2 + 1,11^2}{110^2} * 17,47 = 0,0038 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{43} = \frac{P_{43}^2 + Q_{43}^2}{U^2} * R = \frac{6,82^2 + 4,39^2}{110^2} * 6,24 = 0,034 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{43} = \frac{P_{43}^2 + Q_{43}^2}{U^2} * X = \frac{6,82^2 + 4,39^2}{110^2} * 13,31 = 0,072 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{32} = \frac{P_{32}^2 + Q_{32}^2}{U^2} * R = \frac{17,96^2 + 12,43^2}{110^2} * 9,6 = 0,43 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{32} = \frac{P_{32}^2 + Q_{32}^2}{U^2} * X = \frac{17,96^2 + 12,43^2}{110^2} * 32,08 = 1,45 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{25} = \frac{P_{25}^2 + Q_{25}^2}{U^2} * R = \frac{11,15^2 + 6,5^2}{110^2} * 8,78 = 0,12 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{25} = \frac{P_{25}^2 + Q_{25}^2}{U^2} * X = \frac{11,15^2 + 6,5^2}{110^2} * 18,72 = 0,26 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{58} = \frac{P_{58}^2 + Q_{58}^2}{U^2} * R = \frac{3,83^2 + 0,96^2}{110^2} * 6,24 = 0,008 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{58} = \frac{P_{58}^2 + Q_{58}^2}{U^2} * X = \frac{3,83^2 + 0,96^2}{110^2} * 13,31 = 0,017 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{81} = \frac{P_{81}^2 + Q_{81}^2}{U^2} * R = \frac{12,23^2 + 8,44^2}{110^2} * 4,84 = 0,088 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{81} = \frac{P_{81}^2 + Q_{81}^2}{U^2} * X = \frac{12,23^2 + 8,44^2}{110^2} * 12,68 = 0,23 \text{ кВАр}$$

$$S'_{17} = (P_{17} + jQ_{17}) + (\Delta P_{17} + \Delta Q_{17}) = (29,16 + j19,66) + (0,25 + j0,84) = 29,41 + j20,5 \text{ МВА}$$

$$S'_{76} = (P_{76} + jQ_{76}) + (\Delta P_{76} + \Delta Q_{76}) = (17,78 + j12,34) + (0,106 + j0,36) = 17,88 + j12,7 \text{ МВА}$$

$$S'_{64} = (P_{64} + jQ_{64}) + (\Delta P_{64} + \Delta Q_{64}) = (1,18 + j1,11) + (0,0017 + j0,0038) = 1,18 + j1,11 \text{ МВА}$$

$$S'_{43} = (P_{43} + jQ_{43}) + (\Delta P_{43} + \Delta Q_{43}) = (6,82 + j4,39) + (0,034 + j0,072) = 6,85 + j4,46 \text{ МВА}$$

$$S'_{32} = (P_{32} + jQ_{32}) + (\Delta P_{32} + \Delta Q_{32}) = (17,96 + j12,47) + (0,43 + j1,45) = 18,39 + j13,9 \text{ МВА}$$

$$S'_{25} = (P_{25} + jQ_{25}) + (\Delta P_{25} + \Delta Q_{25}) = (11,15 + j6,5) + (0,12 + j0,26) = 11,27 + j6,76 \text{ МВА}$$

$$S'_{58} = (P_{58} + jQ_{58}) + (\Delta P_{58} + \Delta Q_{58}) = (3,83 + j0,96) + (0,008 + j0,017) = 3,84 + j0,98 \text{ МВА}$$

$$S'_{81} = (P_{81} + jQ_{81}) + (\Delta P_{81} + \Delta Q_{81}) = (12,23 + j8,44) + (0,088 + j0,23) = 12,32 + j8,67 \text{ МВА}$$

Определение действительных напряжения на шинах подстанций потребителей.

Определяем напряжение на шинах источников питания:

$$U_1 = U_2 = 1,02 * 110 = 112 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 7 на шинах высокого напряжения:

$$U_7 = U_1 - \frac{P'_{17} * r_{17} + Q'_{17} * x_{17}}{U_1} = 112 - \frac{29,41 * 2,46 + 20,5 * 8,22}{112} = 109,8 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 7 на шинах низкого напряжения, приведённое к шинам высокого напряжения:

$$U'_7 = U_7 - \frac{P_{p7} * r_{mp7} + Q_{p7} * x_{mp7}}{U_7} = 109,8 - \frac{11,37 * 4,38 + 7,32 * 86,7}{109,8} = 103,6 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 6 на шинах высокого напряжения:

$$U_6 = U_7 - \frac{P'_{76} * r_{76} + Q'_{76} * x_{76}}{U_7} = 109,8 - \frac{17,88 * 2,76 + 12,7 * 9,22}{109,8} = 108,3 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 6 на шинах низкого напряжения, приведённое к шинам высокого напряжения:

$$U'_6 = U_6 - \frac{P_{p6} * r_{mp6} + Q_{p6} * x_{mp6}}{U_6} = 108,3 - \frac{16,6 * 2,54 + 11,23 * 55,9}{108,3} = 102,1 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 4 на шинах высокого напряжения со стороны 1 источника:

$$U_4 = U_6 - \frac{P'_{64} * r_{64} + Q'_{64} * x_{64}}{U_6} = 108,3 - \frac{1,18 * 8,19 + 1,11 * 17,47}{108,3} = 108 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 4 на шинах низкого напряжения, приведённое к шинам высокого напряжения:

$$U'_4 = U_4 - \frac{P_{p4} * r_{mp4} + Q_{p4} * x_{mp4}}{U_4} = 108 - \frac{8 * 4,38 + 5,5 * 86,7}{108} = 103,3 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 4 на шинах высокого напряжения со стороны 2 источника:

$$U_4 = U_3 - \frac{P'_{34} * r_{34} + Q'_{34} * x_{34}}{U_3} = 108,4 - \frac{6,85 * 6,24 + 4,46 * 13,31}{108,4} = 108 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 3 на шинах высокого напряжения:

$$U_3 = U_2 - \frac{P'_{32} * r_{32} + Q'_{32} * x_{32}}{U_2} = 112 - \frac{18,39 * 9,6 + 13,9 * 32,08}{112} = 108,4 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 3 на шинах низкого напряжения, приведённое к шинам высокого напряжения:

$$U'_3 = U_3 - \frac{P_{p3} * r_{mp7} + Q_{p3} * x_{mp7}}{U_3} = 108,4 - \frac{11,16 * 4,38 + 8,1 * 86,7}{108,4} = 102,5 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 5 на шинах высокого напряжения со стороны 2 источника:

$$U_5 = U_2 - \frac{P'_{25} * r_{25} + Q'_{25} * x_{25}}{U_2} = 112 - \frac{11,27 * 8,78 + 6,78 * 18,72}{112} = 109,9 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 5 на шинах низкого напряжения, приведённое к шинам высокого напряжения:

$$U'_5 = U_5 - \frac{P_{p5} * r_{mp5} + Q_{p5} * x_{mp5}}{U_5} = 109,9 - \frac{14,98 * 2,54 + 7,46 * 55,9}{109,9} = 105,6 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 5 на шинах высокого напряжения со стороны 1 источника:

$$U_5 = U_8 - \frac{P'_{85} * r_{85} + Q'_{85} * x_{85}}{U_8} = 110,5 - \frac{3,84 * 6,24 + 0,98 * 13,31}{110,5} = 109,7 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 8 на шинах высокого напряжения:

$$U_8 = U_1 - \frac{P'_{18} * r_{18} + Q'_{18} * x_{18}}{U_1} = 112 - \frac{12,32 * 4,84 + 8,67 * 12,68}{112} = 110,5 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 8 на шинах низкого напряжения, приведённое к шинам высокого напряжения:

$$U_8' = U_8 - \frac{P_{p8} * r_{mp8} + Q_{p8} * x_{mp8}}{U_8} = 110,5 - \frac{8,4 * 4,38 + 7,48 * 86,7}{110,5} = 104,3 \text{ кВ}$$

Расчёт аварийного режима.

Обрыв одного провода на наиболее загруженном участке 1-7 линии.

Определим потери мощности в трансформаторах.

$$\Delta P_{TP} = n \Delta P_{XX} + \frac{\Delta P_K}{n} \left(\frac{S_{HAГP}}{S_H} \right)^2 \quad (MBm) \quad \text{и} \quad \Delta Q_{TP} = \frac{n I_{XX} S_H}{100} + \frac{U_K S_H}{100n} \left(\frac{S_{HAГP}}{S_H} \right)^2 \quad (MBAp)$$

$$\Delta P_{TP7} = n \Delta P_{XX} + \frac{\Delta P_{K3}}{n} \left(\frac{S_{HAГP}}{S_H} \right)^2 = 2 * 19 + \frac{85}{2} * \left(\frac{22,44}{16} \right)^2 = 121,6 \text{ кВм} = 0,122 \text{ MBm}$$

$$\Delta P_{TP6} = 2 * 27 + \frac{120}{2} * \left(\frac{32,66}{25} \right)^2 = 156,4 \text{ кВм} = 0,156 \text{ MBm}$$

$$\Delta P_{TP4} = 2 * 19 + \frac{85}{2} * \left(\frac{15,79}{16} \right)^2 = 79,39 \text{ кВм} = 0,079 \text{ MBm}$$

$$\Delta P_{TP3} = 2 * 19 + \frac{85}{2} * \left(\frac{21,9}{16} \right)^2 = 117,6 \text{ кВм} = 0,118 \text{ MBm}$$

$$\Delta P_{TP5} = 2 * 27 + \frac{120}{2} * \left(\frac{29,7}{25} \right)^2 = 138,68 \text{ кВм} = 0,139 \text{ MBm}$$

$$\Delta P_{TP8} = 2 * 19 + \frac{85}{2} * \left(\frac{16,45}{116} \right)^2 = 82,9 \text{ кВм} = 0,083 \text{ MBm}$$

$$\Delta Q_{TP7} = \frac{n I_{XX} S_H}{100} + \frac{U_K S_H}{100n} \left(\frac{S_{HAГP}}{S_H} \right)^2 = \frac{2 * 0,7 * 16}{100} + \frac{10,5 * 16}{100 * 2} * \left(\frac{22,44}{16} \right)^2 = 1,88 \text{ MBAp}$$

$$\Delta Q_{TP6} = \frac{2 * 0,7 * 25}{100} + \frac{10,5 * 25}{100 * 2} * \left(\frac{32,66}{25} \right)^2 = 2,59 \text{ MBAp}$$

$$\Delta Q_{TP4} = \frac{2 * 0,7 * 16}{100} + \frac{10,5 * 16}{100 * 2} * \left(\frac{15,75}{16} \right)^2 = 1,04 \text{ MBAp}$$

$$\Delta Q_{TP3} = \frac{2 * 0,7 * 16}{100} + \frac{10,5 * 16}{100 * 2} * \left(\frac{21,9}{16} \right)^2 = 1,79 \text{ MBAp}$$

$$\Delta Q_{TP5} = \frac{2 * 0,7 * 25}{100} + \frac{10,5 * 25}{100 * 2} * \left(\frac{29,7}{25} \right)^2 = 1,9 \text{ MBAp}$$

$$\Delta Q_{TP8} = \frac{2 * 0,7 * 16}{100} + \frac{10,5 * 16}{100 * 2} * \left(\frac{16,45}{16} \right)^2 = 1,1 \text{ MBAp}$$

Определим расчётные нагрузки.

$$S_{PACЧ} = P_{HAГP} + j Q_{HAГP} + \Delta P_{TP} + j \Delta Q_{TP} - j \frac{Q_{CKj}}{2} - j \frac{Q_{CKj}}{2} \quad (MBA)$$

$$S_{PAC47} = P_{HAГP} + jQ_{HAГP} + \Delta P_{TP} + j\Delta Q_{TP} - j\frac{Q_{C17}}{2} - j\frac{Q_{C76}}{2} = 20,5 + j9,125 + 0,12 + j1,88 -$$

$$-j\frac{1,4}{2} - j\frac{0,8}{2} = 20,56 + j9,9MBA$$

$$S_{PAC46} = P_{HAГP} + jQ_{HAГP} + \Delta P_{TP} + j\Delta Q_{TP} - j\frac{Q_{C76}}{2} - j\frac{Q_{C64}}{2} = 29,75 + j13,49 + 0,16 + j2,59 -$$

$$-j\frac{0,8}{2} - j\frac{1,39}{2} = 29,91 + j14,98MBA$$

$$S_{PAC44} = P_{HAГP} + jQ_{HAГP} + \Delta P_{TP} + j\Delta Q_{TP} - j\frac{Q_{C64}}{2} - j\frac{Q_{C43}}{2} = 14,4 + j6,48 + 0,079 + j1,04 -$$

$$-j\frac{1,39}{2} - j\frac{1,0,6}{2} = 14,48 + j6,29MBA$$

$$S_{PAC43} = P_{HAГP} + jQ_{HAГP} + \Delta P_{TP} + j\Delta Q_{TP} - j\frac{Q_{C43}}{2} - j\frac{Q_{C35}}{2} = 20 + j9 + 0,117 + j1,79 -$$

$$-j\frac{1,06}{2} - j\frac{2,76}{2} = 20,12 + j8,88MBA$$

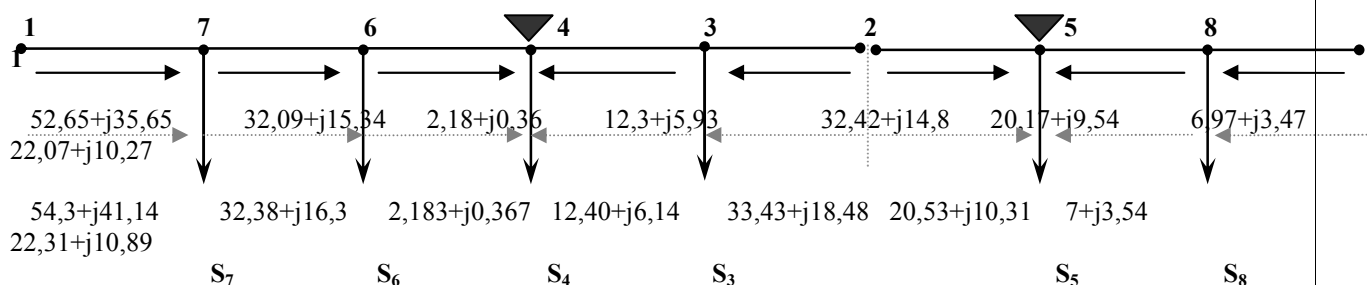
$$S_{PAC45} = P_{HAГP} + jQ_{HAГP} + \Delta P_{TP} + j\Delta Q_{TP} - j\frac{Q_{C35}}{2} - j\frac{Q_{C58}}{2} = 27 + j12,39 + 0,14 + j1,9 -$$

$$-j\frac{1,5}{2} - j\frac{1,06}{2} = 27,14 + j13,01MBA$$

$$S_{PAC48} = P_{HAГP} + jQ_{HAГP} + \Delta P_{TP} + j\Delta Q_{TP} - j\frac{Q_{C58}}{2} - j\frac{Q_{C81}}{2} = 15 + j6,75 + 0,083 + j1,1 -$$

$$-j\frac{1,06}{2} - j\frac{1,06}{2} = 15,1 + j6,79MBA$$

Определим потокораспределение мощности.



$$P_{л17} = \frac{P_7 l_{72} + P_6 l_{62} + P_4 l_{42} + P_3 l_{32}}{\sum l_{1-2}} = \frac{20,56 * 177 + 29,91 * 154 + 14,48 * 112 + 20,12 * 80}{218} = 52,65MBm$$

$$Q_{л17} = \frac{Q_7 l_{72} + Q_6 l_{62} + Q_4 l_{42} + Q_3 l_{32}}{\sum l_{1-2}} = \frac{9,9 * 177 + 14,98 * 154 + 6,29 * 112 + 8,88 * 80}{218} = 35,65MBAp$$

$$P_{л25} = \frac{P_5 l_{51} + P_8 l_{81}}{\sum l_{2-1}} = \frac{27,14 * 63 + 15,1 * 31}{108} = 20,17MBm$$

$$Q_{л25} = \frac{Q_5 l_{51} + Q_8 l_{81}}{\sum l_{2-1}} = \frac{13,01 * 63 + 6,79 * 31}{108} = 9,54MBAp$$

$$P_{л23} = \frac{P_3 l_{31} + P_4 l_{41} + P_6 l_{61} + P_7 l_{71}}{\sum l_{1-2}} = \frac{20,12 * 138 + 14,48 * 106 + 29,91 * 64 + 20,56 * 41}{218} = 32,42MBm$$

$$Q_{л23} = \frac{Q_3 l_{31} + Q_4 l_{41} + Q_6 l_{61} + Q_7 l_{71}}{\sum l_{1-2}} = \frac{8,88 * 138 + 6,29 * 106 + 14,98 * 64 + 9,2 * 41}{218} = 5,335MBAp$$

$$P_{\pi 18} = \frac{P_8 l_{82} + P_5 l_{52}}{\sum l_{2-1}} = \frac{15,1 * 77 + 27,14 * 45}{108} = 22,07 \text{ MBm}$$

$$Q_{\pi 18} = \frac{Q_8 l_{82} + Q_5 l_{52}}{\sum l_{2-1}} = \frac{6,79 * 77 + 13,01 * 45}{108} = 10,27 \text{ MBAr}$$

Уточнение потоков мощности с учётом потерь мощности на участках линии.

$$\Delta P_{kj} = \frac{P_{kj}^2 + Q_{kj}^2}{U^2} * R(\kappa Bm); \Delta Q_{kj} = \frac{P_{kj}^2 + Q_{kj}^2}{U^2} * X(\kappa BAr)$$

$$z_{17} = r_0 * l_{17} + jx_0 * l_{17} = 0,12 * 41 + j0,401 * 41 = 4,92 + j16,44 \text{ Ом}$$

$$\Delta P_{17} = \frac{P_{17}^2 + Q_{17}^2}{U^2} * R = \frac{52,65^2 + 35,65^2}{110^2} * 4,92 = 1,65 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{17} = \frac{P_{17}^2 + Q_{17}^2}{U^2} * X = \frac{52,65^2 + 35,65^2}{110^2} * 16,44 = 5,49 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{76} = \frac{P_{76}^2 + Q_{76}^2}{U^2} * R = \frac{32,09^2 + 15,34^2}{110^2} * 2,76 = 0,29 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{76} = \frac{P_{76}^2 + Q_{76}^2}{U^2} * X = \frac{32,09^2 + 15,34^2}{110^2} * 9,22 = 0,96 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{64} = \frac{P_{64}^2 + Q_{64}^2}{U^2} * R = \frac{2,18^2 + 0,36^2}{110^2} * 8,19 = 0,0033 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{64} = \frac{P_{64}^2 + Q_{64}^2}{U^2} * X = \frac{2,18^2 + 0,36^2}{110^2} * 17,47 = 0,007 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{43} = \frac{P_{43}^2 + Q_{43}^2}{U^2} * R = \frac{12,3^2 + 5,93^2}{110^2} * 6,24 = 0,096 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{43} = \frac{P_{43}^2 + Q_{43}^2}{U^2} * X = \frac{12,3^2 + 5,93^2}{110^2} * 13,31 = 0,21 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{32} = \frac{P_{32}^2 + Q_{32}^2}{U^2} * R = \frac{32,42^2 + 14,81^2}{110^2} * 9,6 = 1,01 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{32} = \frac{P_{32}^2 + Q_{32}^2}{U^2} * X = \frac{32,42^2 + 14,81^2}{110^2} * 32,08 = 3,67 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{25} = \frac{P_{25}^2 + Q_{25}^2}{U^2} * R = \frac{20,17^2 + 9,54^2}{110^2} * 8,78 = 0,36 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{25} = \frac{P_{25}^2 + Q_{25}^2}{U^2} * X = \frac{20,17^2 + 9,54^2}{110^2} * 18,72 = 0,77 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{58} = \frac{P_{58}^2 + Q_{58}^2}{U^2} * R = \frac{6,97^2 + 3,47^2}{110^2} * 6,24 = 0,03 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{58} = \frac{P_{58}^2 + Q_{58}^2}{U^2} * X = \frac{6,97^2 + 3,47^2}{110^2} * 13,31 = 0,067 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{81} = \frac{P_{81}^2 + Q_{81}^2}{U^2} * R = \frac{22,07^2 + 10,27^2}{110^2} * 4,84 = 0,24 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{81} = \frac{P_{81}^2 + Q_{81}^2}{U^2} * X = \frac{22,07^2 + 10,27^2}{110^2} * 12,68 = 0,62 \text{ кВАр}$$

$$S'_{17} = (P_{17} + jQ_{17}) + (\Delta P_{17} + \Delta Q_{17}) = (52,65 + j35,65) + (1,65 + j5,49) = 54,3 + j41,14 \text{ MVA}$$

$$S'_{76} = (P_{76} + jQ_{76}) + (\Delta P_{76} + \Delta Q_{76}) = (32,09 + j15,34) + (0,29 + j0,96) = 32,38 + j16,3 \text{ MVA}$$

$$S'_{64} = (P_{64} + jQ_{64}) + (\Delta P_{64} + \Delta Q_{64}) = (2,18 + j0,36) + (0,0033 + j0,007) = 2,183 + j0,367 \text{ MVA}$$

$$S'_{43} = (P_{43} + jQ_{43}) + (\Delta P_{43} + \Delta Q_{43}) = (12,3 + j5,93) + (0,096 + j0,21) = 12,4 + j6,14 \text{ MVA}$$

$$S'_{32} = (P_{32} + jQ_{32}) + (\Delta P_{32} + \Delta Q_{32}) = (32,42 + j14,81) + (1,01 + j3,67) = 33,43 + j18,48 \text{ MVA}$$

$$S'_{25} = (P_{25} + jQ_{25}) + (\Delta P_{25} + \Delta Q_{25}) = (20,17 + j9,54) + (0,36 + j0,77) = 20,53 + j10,31 \text{ MVA}$$

$$S'_{58} = (P_{58} + jQ_{58}) + (\Delta P_{58} + \Delta Q_{58}) = (6,97 + j3,47) + (0,03 + j0,067) = 7 + j3,54 \text{ MVA}$$

$$S'_{81} = (P_{81} + jQ_{81}) + (\Delta P_{81} + \Delta Q_{81}) = (22,07 + j0,24) + (0,2 + j0,62) = 22,31 + j10,89 \text{ MVA}$$

Определение действительных напряжения на шинах подстанций потребителей.

Определяем напряжение на шинах источников питания:

$$U_1 = U_2 = 1 \cdot 110 = 110 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 7 на шинах высокого напряжения:

$$U_7 = U_1 - \frac{P'_{17} * r_{17} + Q'_{17} * x_{17}}{U_1} = 110 - \frac{54,3 * 4,92 + 41,14 * 16,44}{110} = 103,85 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 7 на шинах низкого напряжения, приведённое к шинам высокого напряжения:

$$U'_7 = U_7 - \frac{P_{p7} * \frac{r_{mp7}}{2} + Q_{p7} * \frac{x_{mp7}}{2}}{U_7} = 103,85 - \frac{20,56 * \frac{4,38}{2} + 9,9 * \frac{86,7}{2}}{103,85} = 99,3 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 6 на шинах высокого напряжения:

$$U_6 = U_7 - \frac{P'_{76} * r_{76} + Q'_{76} * x_{76}}{U_7} = 103,85 - \frac{32,38 * 2,76 + 16,3 * 9,22}{103,85} = 101,5 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 6 на шинах низкого напряжения, приведённое к шинам высокого напряжения:

$$U'_6 = U_6 - \frac{P_{p6} * \frac{r_{mp6}}{2} + Q_{p6} * \frac{x_{mp6}}{2}}{U_6} = 101,5 - \frac{29,91 * \frac{2,54}{2} + 9,2 * \frac{55,9}{2}}{101,5} = 98,6 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 4 на шинах высокого напряжения со стороны 1 источника:

$$U_4 = U_6 - \frac{P'_{64} * r_{64} + Q'_{64} * x_{64}}{U_6} = 101,5 - \frac{2,18 * 8,19 + 0,37 * 17,47}{101,5} = 101,2 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 4 на шинах низкого напряжения, приведённое к шинам высокого напряжения:

$$U'_4 = U_4 - \frac{P_{p4} * \frac{r_{mp4}}{2} + Q_{p4} * \frac{x_{mp4}}{2}}{U_4} = 101,2 - \frac{14,48 * \frac{4,38}{2} + 6,29 * \frac{86,7}{2}}{101,2} = 98,2 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 4 на шинах высокого напряжения со стороны 2 источника:

$$U_4 = U_3 - \frac{P'_{34} * r_{34} + Q'_{34} * x_{34}}{U_3} = 101,7 - \frac{12,4 * 6,24 + 6,14 * 13,31}{101,7} = 101,3 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 3 на шинах высокого напряжения:

$$U_3 = U_2 - \frac{P'_{32} * r_{32} + Q'_{32} * x_{32}}{U_2} = 110 - \frac{33,43 * 9,6 + 18,48 * 32,08}{110} = 101,7 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 3 на шинах низкого напряжения, приведённое к шинам высокого напряжения:

$$U'_3 = U_3 - \frac{P_{p3} * \frac{r_{mp7}}{2} + Q_{p3} * \frac{x_{mp3}}{2}}{U_3} = 101,7 - \frac{20,12 * \frac{4,38}{2} + 8,88 * \frac{86,7}{2}}{101,7} = 97,5 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 5 на шинах высокого напряжения со стороны 2 источника:

$$U_5 = U_2 - \frac{P'_{25} * r_{25} + Q'_{25} * x_{25}}{U_2} = 110 - \frac{20,53 * 8,78 + 10,31 * 18,72}{110} = 106,6 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 5 на шинах низкого напряжения, приведённое к шинам высокого напряжения:

$$U'_5 = U_5 - \frac{P_{p5} * \frac{r_{mp5}}{2} + Q_{p5} * \frac{x_{mp5}}{2}}{U_5} = 106,6 - \frac{27,14 * \frac{2,54}{2} + 13,01 * \frac{55,9}{2}}{106,6} = 102,9 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 5 на шинах высокого напряжения со стороны 1 источника:

$$U_5 = U_8 - \frac{P'_{85} * r_{85} + Q'_{85} * x_{85}}{U_8} = 107,8 - \frac{7 * 6,24 + 3,54 * 13,31}{107,8} = 106,7 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 8 на шинах высокого напряжения:

$$U_8 = U_1 - \frac{P'_{18} * r_{18} + Q'_{18} * x_{18}}{U_1} = 110 - \frac{22,31 * 4,84 + 10,89 * 12,68}{110} = 107,8 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение в пункте 8 на шинах низкого напряжения, приведённое к шинам высокого напряжения:

$$U'_8 = U_8 - \frac{P_{p8} * \frac{r_{mp8}}{2} + Q_{p8} * \frac{x_{mp8}}{2}}{U_8} = 107,8 - \frac{15,1 * \frac{4,38}{2} + 6,79 * \frac{86,7}{2}}{107,8} = 104,8 \text{ кВ}$$

Регулирование напряжения.

Регулирование напряжения, согласно задания, производим для пункта 8.

По справочнику для трансформаторов в пункте 8 определяем:

$$K = \pm 9; \quad n = 1,78$$

Максимальный режим.

Выбор ответвления.

$$U_{отв} = \frac{U_8' * U_{8хх}}{U_{8жел}} = \frac{109,9 * 11}{10,4} = 116,2 кВ$$

Напряжение ответвления.

$$U_{отв} = \left(1 + \frac{\kappa * n}{100}\right) U_n = \left(1 + \frac{3 * 1,78}{100}\right) * 110 = 115,9 кВ$$

Действительное напряжение.

$$U_{действ} = \frac{U_8' * U_{8хх}}{U_{отв}} = \frac{109,9 * 11}{115,9} = 10,43 кВ$$

Минимальный режим.**Выбор ответвления.**

$$U_{отв} = \frac{U_8' * U_{8хх}}{U_{8жел}} = \frac{104,3 * 11}{10,4} = 110,3 кВ$$

Напряжение ответвления.

$$U_{отв} = \left(1 + \frac{\kappa * n}{100}\right) U_n = \left(1 + \frac{0 * 0}{100}\right) * 110 = 110 кВ$$

Действительное напряжение.

$$U_{действ} = \frac{U_8' * U_{8хх}}{U_{отв}} = \frac{104,3 * 11}{110} = 10,43 кВ$$

Аварийный режим.**Выбор ответвления.**

$$U_{отв} = \frac{U_8' * U_{8хх}}{U_{8жел}} = \frac{104,8 * 11}{10,4} = 110,8 кВ$$

Напряжение ответвления.

$$U_{отв} = \left(1 + \frac{\kappa * n}{100}\right) U_n = \left(1 + \frac{0 * 0}{100}\right) * 110 = 110 кВ$$

Действительное напряжение.

$$U_{действ} = \frac{U_8' * U_{8хх}}{U_{отв}} = \frac{104,8 * 11}{110} = 10,48 кВ$$

Технико-экономические показатели сети.**Капиталовложения.**

Стоимость ЛЭП и ОРУ была определена выше и составляет: 5549,8 тыс. руб.

По справочным данным [Л-1, с.333, табл.6.119] определим стоимость трансформаторов

16МВА – 50т.руб. 50*8 = 400т.руб

25МВА – 84т.руб. 84*4 = 300т.руб

По справочным данным [Л-1,с.333,табл.6.119] определим стоимость ИРМ блоков конденсаторов:

Пункт	КС 2-1,05-60		УК-10-400У1	
	Кол-во, шт	Стоимость, тыс.руб	Кол-во, шт	Стоимость, тыс.руб
3	1	30		
4	1	30		
5			2	2,1
6	1	30		
7	1	30		
8	1	30	4	2,1
Итого				162,6

Общие капиталовложения.

$$K = 5549,8 + 400 + 300 + 162,6 = 6412,4 \text{ т.руб.}$$

Потери мощности в трансформаторах и ЛЭП.

$$\Delta P = 0,12 + 0,15 + 0,08 + 0,12 + 0,14 + 0,08 + 0,67 + 0,29 + 0,0033 + 0,096 + 1,01 + 0,36 + 0,03 + 0,24 = 3,39 \text{ МВт}$$

Стоимость потерь электроэнергии.

$$I_{\text{потрь}} = \Delta P \cdot \tau \cdot \beta = 3,39 \cdot 10^3 \cdot 2500 \cdot 0,07 \cdot 10^{-2} = 5932,5 \text{ руб.}$$

Себестоимость переданной электроэнергии.

Принимаем общие отчисления $P = 21,3\%$

$$C = \frac{P \cdot K + I_{\text{потерь}}}{W_{\text{год}}} = \frac{0,213 \cdot 6412,4 + 5,9}{569925} = 0,002 \text{ коп / кВтм}$$

$$W_{\text{год}} = \sum P_{\text{потреб}} \cdot T_{\text{м}} = 126,65 \cdot 4500 = 569925 \text{ кВтм} \cdot \text{час}$$

5. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ И КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ ПО ПАРАМЕТРАМ РАБОЧЕГО РЕЖИМА

Правильный, теоретически обоснованный выбор электротехнических во аппаратов многом обеспечивает их надежную работу при нормальных и аварийных режимах. Первичные цепи электрических станций и подстанций включают в себя большое количество разнообразных электротехнических аппаратов, каждый из которых по всем своим параметрам должен удовлетворять не только условиям нормального (номинального) режима работы установки, но и условиям аварийного режима работы (короткое замыкание). Электротехнические аппараты первичных цепей электрических станций и подстанций выбираем по следующим параметрам:

1. номинальному напряжению;
2. номинальному току;
3. роду установки
4. конструктивному исполнению
5. току и мощности отключения (аппараты для отключения рабочих и аварийных токов).

Номинальное напряжение и ток аппарата, а также ток и мощность отключения являются паспортными данными, при выборе они не должны быть меньше соответствующих параметров электроустановки.

При выборе аппаратов учитываем где они будут устанавливаться , а также температуру окружающей среды.

Аппаратуру первичных цепей электрических станций и подстанций проверяем на электродинамическую и термическую устойчивость в расчете на наиболее тяжелый аварийный режим, при котором возникают наибольшие механические и тепловые нагрузки на элементы аппаратов.

5.1. Выбор шин распределительных устройств.

Шины распределительных устройств изготавливаются из меди, алюминия, стали. Медные шины применяются в открытых и закрытых распределительных устройствах, при больших нагрузках или когда алюминиевые и стальные шины не могут быть установлены из-за наличия в окружающей среде разрушающие дейст-

вующих на эти материалы примесей.

В других случаях применяются менее дефицитные и дорогие алюминиевые шины.

5.1.1. Выбор шин РУ 110 кВ

На открытых подстанциях 35 кВ и выше шины выполняются из голого многопроволочного провода.

Шины выбираются по длительному допустимому току $I_{\text{доп}}$ и проверяются на электродинамическую и термическую устойчивость. Шины открытых распределительных устройств напряжением 35 кВ и выше, выполненные неизолированными многопроволочными проводами, на электродинамическое действие токов к.з. не проверяют.

При проверке шин по длительно допустимому току должно быть выполнено условие:

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{р. макс}}$$

При проверке шин на электродинамическую устойчивость должно быть

$$\text{выполнено условие: } \sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$$

Где $\sigma_{\text{расч}}$ - расчетное напряжение на изгиб, возникающее в материале шин при протекании ударного тока трехфазного к.з.;

$\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое напряжение на изгиб материала шин.

Зная максимальный расчетный ток на вводе:

$$I_{\text{р. макс}} = \frac{K_n \cdot S_{\text{мп}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{4000 \cdot 1,4}{1,73 \cdot 35} = 92,5 \text{ А}$$

и учитывая возможность расширения подстанции выбираем для шин РУ 110 кВ алюминиевые многопроволочные шины круглого сечения марки АС-70

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ А таб. 1.3.29 с. 34 [1]}$$

5.1.2. Выбор шин РУ 10 кВ

$$I_{\text{р. макс}} = \frac{K_n \cdot S_{\text{мп}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{4000 \cdot 1,4}{1,73 \cdot 10} = 323,7 \text{ А}$$

По таблице 18.1 [3] выбираем алюминиевые шины марки АТ 40х4 монтируемых на ребро. Длительно допустимый ток нагрузки шин равен 480 А, то есть

условие $I_{\text{доп}} > I_{\text{р.макс}}$ выполняется.

Проверка шин на электродинамическую устойчивость.

1. Вычисляется сила $F^{(3)}$, действующая на шины, при протекании по ним ударного тока трехфазного к.з.:

$$F^{(3)} = 1,76 \cdot K_{\phi} \cdot I_y^{(3)^2} \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-1}$$

где K_{ϕ} – коэффициент формы шин принимаем равным 1;

$I_y^{(3)}$ – ударный ток трехфазного к.з., кА

l – длина пролета равна 1,5 м;

a – расстояние между осями шин 0,25 м.

$$F^{(3)} = 1,76 \cdot K_{\phi} \cdot I_y^{(3)^2} \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-1} = 1,76 \cdot 1 \cdot 2,33^2 \cdot \frac{1,5}{0,25} = 5,73 \text{ Н}$$

2. Определяется момент сопротивления для шин прямоугольного сечения при установке на ребро

$$W = b^2 \cdot h / 6$$

где b – диаметр шины, м.

$$W = b^2 \cdot h / 6 = (4 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 40 \cdot 10^{-2} / 6 = 1,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

3. Определяется расчетное напряжение $\sigma_{\text{расч}}$ (МПа) при изгибе:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{F^{(3)} \cdot l}{10 \cdot W} = \frac{5,73 \cdot 1,5}{10 \cdot 1,06 \cdot 10^{-6}} = 0,811 \text{ МПа}$$

Так как $\sigma_{\text{доп}} = 70 \text{ МПа}$, то из этого следует, что шины механически устойчивы.

Проверка шин на термическую устойчивость.

Проверка токоведущих частей на термическую устойчивость сводится к сравнению температуры проводника $\vartheta_{\text{к.расч}}$ при к.з. с допустимой для него температурой $\vartheta_{\text{к.доп}}$ при кратковременном действии тока к.з. Таким образом, должно выполняться условие

$$\vartheta_{\text{к.расч.}} \leq \vartheta_{\text{к.доп}}$$

Кривые для определения $\vartheta_{\text{к.расч}}$ токоведущих частей при к.з. приведены на стр. 194 [3]. Так как в мощной системе $I_{\text{к}}^{(3)} = I_{\infty}^{(3)} = I_{\infty}^{(3)} = I_{\text{Пт}}^{(3)}$ то $\beta^{(3)} = 1$,

зная что $t_k=1,5$ с, находим по кривым $t_{пр.п}^{(3)}=1,35$ с.

Так как $t_k > 1$ с, то приведенное время аperiodической слагающей тока к.з. не учитывается и принимается $t_{пр} = t_{пр.п}$.

Определяется температура шин до момента к.з.

$$\vartheta_p = \vartheta_{о.н.} + (\vartheta_{доп} - \vartheta_{о.н.}) \cdot (I_{p.маx} / I_{доп})^2 = 25 + (70 - 25) \cdot (323,7 / 480)^2 = 55,35^\circ \text{C}$$

где ϑ_0 - расчетная температура окружающей среды;

$\vartheta_{доп}$ - предельно-допустимая температура нагрева проводника при длительном режиме;

$I_{доп}$ – длительно-допустимый ток проводника.

По значению $\vartheta_p=55,35^\circ\text{C}$ используя кривые 18.1 [3] находятся для алюминия

$$A_p=0,27 \cdot 10^4$$

Вычислив значение

$$A_k = A_p + (I_\infty^{(3)} / F)^2 \cdot t_{np} = 0,27 \cdot 10^4 + \left[\frac{1110}{160} \right]^2 \cdot 1,35 = 0,27 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \text{ с/мм}^2$$

по графику 18,1 [3] находится $\vartheta_k = 31^\circ \text{C}$, что значительно меньше $\vartheta_{к.доп} = 200^\circ\text{C}$.

Таким образом, выбранные шины РУ 10 кВ удовлетворяют все условиям выбора и могут быть приняты к установке.

5.2 Выбор изоляторов

Изоляторы РУ выбираются по номинальному напряжению и допустимой механической нагрузке. Для РУ 110 кВ необходимы линейные изоляторы тарельчатого типа $U_n = 110$ кВ. По допустимой механической нагрузке изоляторы выбираются исходя из условия:

$$F_{расч.} \leq 0,6 F$$

где $F_{расч} = F^{(3)}$ - расчетная механическая нагрузка; Н;

$F^{(3)}$ - сила действующая на шины при протекании ударного тока;

$F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб, Н.

Для РУ 110 кВ $F_{расч} = 14,7$ Н

По таблице 4.2.1. ПУЭ выбираем линейные изоляторы тарельчатого типа ПФ6-Б в количестве 5 штук на каждую фазу.

Таблица 5.1 Технические данные изоляторов

Тип изолятора	Параметры изолятора	Расчетные данные	Условия выбора

Для РУ 10 кВ $F_{\text{расч}} = 5,83$ кН по таблице 5.7 стр.283 (2) выбираем проходные изоляторы для наружно-внутренних установок ИП-10/630-1250 У.1 Паспортные данные изоляторов сведены в таблице 5.2:

Таблица 5.2 Параметры изоляторов РУ 10 кВ

Тип изолятора	Параметры изолятора	Расчетные данные	Условия выбора

5.3. Выбор разъединителей

Разъединители предназначены для включения и отключения электрических цепей высокого напряжения без нагрузки и для создания в них видимого разрыва.

Разъединители выбираются по номинальному напряжению и номинальному току.

Технические данные выбранных разъединителей сведены в таблицу 5.3

Таблица 5.3 Параметры разъединителей

Тип разъеди- нителя	U _н кВ	I _н , А	Стойкости при сквозных токах КЗ				Тип приво- да
			Главных ножей		Заземляющих ножей		
			Предель- ный сквозной ток, кА	Ток тер- мической стойкости кА/с	Пре- дельный сквозной ток, кА	Ток тер- мической стойкости	

5.4. Выбор отделителей и короткозамыкателей

Короткозамыкатели и отделители устанавливаются со стороны высшего напряжения трансформаторных подстанций 35 кВ вместо высоковольтных выключателей с целью снижения стоимости сооружения подстанции.

Короткозамыкатели и отделители выбираются по номинальному напряжению и номинальному току.

Для РУ – 110 кВ выбираются:

- 1). ОД-35/630 с приводом ШПО
- 2). КРН -35 с ТТ ТШЛ-0,5 с приводом ШПК

Технические данные выбранных короткозамыкателей и отделителей сведены в таблице 5.4. и 5.5.

Таблица 5.4 Параметры короткозамыкателя.

Тип короткозамыкателя	U_n кВ	Амплитуда предельного к.з., кА	Предельный ток термической стойкости, кА	Допустимое время протекания предельного тока к.з., с	Полное время включения не более, с	Тип привода

Таблица 5.5 Параметры отделителя

Тип Короткозамыкателя	U_n кВ	I_n , А	Амплитуда предельного к.з., кА	Предельный ток термической стойкости, кА	Допустимое время протекания предельного тока, с	Полное время включения, с	Тип привода

5.5. Выбор комплектного распределительного устройства 10 кВ

Комплектные РУ выбираются по номинальному напряжению, по условиям окружающей среды, по способу установки коммутационного аппарата и по кон-

струкции вводов.

Для разрабатываемой трансформаторной подстанции выбираем комплектное распределительное устройство наружной установки, напряжением 10кВ имеющее в качестве коммутационных аппаратов масляные выключатели.

Так как трансформаторная подстанция имеет небольшую мощность и небольшие по величине токи, то целесообразно выбрать устройство типа **КС0285**

ДАННЫЕ КСО-285

Номинальное напряжение - 6;10 кВ

Номинальное напряжение - главных цепей - 630; 1000 А

сборных шин - 630; 1000 А

Трансформатора I тока-50; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000 А

Электродинамическая стойкость-51 кА

Номинальный ток отключения-20 кА

Аппаратура, применяемая для главных цепей камер КСО-285

1)Выключатели типа **ВПМ-10** с приводом **ПЭ-11** или **ВПМП-10** с приводом **ППВ-10**

2) Разъединители **РВЗ-10** с заземляющими ножами со стороны шарнирного контакта, разъёмного контакта и с обеих сторон;

разъединители **РВФ и РВФЗ** с заземляющими ножами со стороны шарнирных контактов; разъединители **РВ**

3) Выключатели нагрузки **ВНПгп-10**;

4) Трансформаторы тока **ТОЛ-10** с номинальным первичным током 50; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 600; 800; 1000

5) Трансформаторы типа **НТМИ и НОМ**

6) Трансформаторы силовые типа **ТМ-25**

7) Предохранители типов **ПКТ и ПКТН**

8) Разрядники типов **РВО и РВРД**; статические конденсаторы типа **КС**

5.6. Выбор разрядников

Для защиты трансформаторной подстанции от набегающей волны перенапряжения применяются искровые промежутки, трубчатые и вентильные разрядники. Для защиты от грозовых перенапряжений аппаратуры электрических станций и подстанций, трансформаторов, электрических машин и распределительных

сетей применяют вентильные разрядники.

Для защиты проектируемой трансформаторной подстанции выбираем вентильные разрядники типа РВС и РВО со следующими техническими данными
таблица 5.6

Таблица 5.6 Технические данные разрядников

Тип разрядника	U_n , кВ	Наибольшее допустимое напряжение, кВ	Пробивное напряжение при частоте 50 Гц, кВ		Импульсное пробивное напряжение, кВ
			Не менее	Не более	

5.7. Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираем по номинальному напряжению, классу точности и вторичной нагрузке. По классу точности трансформаторы напряжения выбираем в зависимости от допускаемой погрешности в измерениях присоединяемых приборов. Класс точности трансформатора напряжения выбирают, ориентируясь на присоединяемый к нему прибор наивысшего класса точности. Работа трансформаторов напряжения в принятом классе точности гарантируется, если отклонение напряжения не выходит за пределы $\pm 10\%$ номинального.

На электродинамическую и термическую стойкость трансформаторы напряжения не проверяются.

Технические данные трансформаторов напряжения выбранных для монтажа приведены в таблице 4.7.

Таблица 5.7. Параметры трансформаторов напряжения

Тип трансформатора	Номинальное напряжение обмотки, В		Номинальная мощность в классе точности, В·А	Максимальная мощность, В·А
	ВН	НН	1	

5.8. Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока для измерительных приборов выбираются по следующим условиям:

- по номинальному напряжению $U_N > U_{н.уст}$
- по току первичной обмотки $I_{п1} > I_{длит.мах}$
- по конструкции и классу точности
- по динамической стойкости

Исходя из условий задания $U_{н.уст}=10$ кВ, $I_{длит.мах} = 323,7$ А выбираем трансформаторы тока типа ТОЛ-10-400/5-0,5Р для ввода и ТОЛ-10-100/5-0,5Р на отходящих линиях ($I_{длит.мах} = 81$ А) . Для ОРУ- 110 кВ выбираем трансформаторы тока ТФНД-35М-100/5-Р

Технические данные выбранных трансформаторов приведены в таблице 5.8.

Таблица 5.8. Технические данные трансформатора тока

Тип трансформатора	Номинальное напряжени, кВ	Номиналь ный ток первичной обмотки, А	Вторичные нагрузки, обеспечивающие	
			Класс точности	
			0,5	1
			Ом	Ом

5.9. Выбор предохранителей

Высоковольтные предохранители в схемах электроснабжения применяют в основном для защиты силовых трансформаторов понижающих подстанции и трансформаторов напряжения от к.з.

Защита силовых трансформаторов выполнена короткозамыкателями. Для защиты со стороны высшего напряжения трансформаторов напряжения применяют предохранители ПKN.

Предохранители для защиты трансформаторов выбирают по конструктивному исполнению, по номинальному напряжению и току патрона, по предельному току отключения и наибольшей мощности отключения

$$I_{отк} > I'' = I_k \qquad S_{отк} > S'' = S_k$$

Исходя из условий выбираются для защиты трансформаторов напряжения ЗНОМ-35 предохранители типа **ПKN 001-35УЗ**, а для защиты оборудования в **РУ-10 кВ** предохранители типа **ПКТ-101-10** и **ПKN001-10УЗ** технические данные предохранителей приведены в таблице **5.9**.

Таблица 5.9 Параметры предохранителей

Тип предохранителя	U _н , кВ	Номинальный ток предохранителей, А	Номинальный ток отключения, кА

6. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

К потребителям собственных нужд подстанции относятся: системы охлаждения трансформаторов, наружное и внутреннее освещение подстанции, система пожаротушения, система подогрева выключателей и приводов, отопление, система связи и телемеханики.

6.1. Выбор источников питания собственных нужд

На подстанциях расход электроэнергии на собственные нужды зависит от характера обслуживания, мощности трансформаторов, наличия на них устройств регулировки под напряжением, типа применяемых выключателей, климатических условий района в котором размещена подстанция и других условий.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитывается летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции. При выборе мощности трансформаторов должно выполняться условие:

$$S_T > S_{\text{расч}}$$

где $S_{\text{расч}}$ - расчетная мощность нагрузки собственных нужд.

Данные о потребителях собственных нужд приведены в таблице 6.1.

Расчетная нагрузка потребителей собственных нужд при коэффициенте опроса 0,8 равна:

$$S_{\text{расч}} = \kappa_c \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{42,5^2 + 1,24^2} = 34 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Выбираются два трансформатора типа ТМ-25-10/0,4. При отключении одного трансформатора второй, будет загружен на $34/25 = 1,36$, т.е. на 36%, что допустимо. Для питания оперативных цепей подстанции используется переменный ток. Трансформаторы собственных нужд присоединяются отпайкой к выводу главных

трансформаторов. Это необходимо для возможности управления выключателями 10кВ при полной потери напряжения на шинах 10 кВ.

Таблица 6.1. Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		cos φ	tg φ	Нагрузка	
	Единицы, кВт х ко-	Всего, кВт			P _{уст} , кВт	Q _{уст} квар
Подогрев выключателей	5x5	25	1	0	25	
Подогрев КРУ	1X7	7	1	0	7	-

Освещение ОРУ	-	2	1	0	2	-
Освещение и отопление ЗРУ	-	1,5	1	0	1,5	
Вентиляция ЗРУ	-	2	0,85	0,62	2	1,24
Прочие потребители	-	5	0,9	0	5	
ИТОГО:					42,5	1,24

7. КОМПОНОВКА ОБОРУДОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Подстанция расположена в условиях незагрязненной атмосферы, в связи с чем аппаратура распределительного устройства 110 кВ и силовые трансформаторы 110 кВ устанавливаются открыто и применяются с нормальной изоляцией.

Подстанция 110/10 кВ состоит из 3-х основных конструктивных узлов:

1. Открытого распределительного устройства (ОРУ) - 110 кВ.
2. Площадки силовых трансформаторов.

3. Закрытого распределительного устройства (ЗРУ) - **10 кВ**, совмещенного с обще подстанционным пунктом управления ОПУ. Аппаратура **ОРУ-35 кВ** и силовые трансформаторы устанавливаются открыто. Порталы под ошиновку и стойки под оборудование выполняются из железобетона. Ошиновка **ОРУ-35 кВ** выполняется сталеалюминевыми проводами. Связь между силовыми трансформаторами и **ЗРУ 10 кВ** выполняется сталеалюминевыми проводом **АС-50**.

Соединение проводов ошиновки в местах ответвлений предусматривается при помощи сварки.

Прокладка кабелей - силовых и контрольных по территории ОРУ-110 кВ предусматривается в наземных кабельных лотках. Выход кабелей из лотков к ящикам зажимов и приводам аппаратов выполняется в трубах без заглубления их в землю.

Одиночные кабели к аппаратам, находящимся в стороне от основных трасс прокладываются в земле в траншеях.

Ревизия и ремонт силовых трансформаторов предусматривается осуществ-

лять при помощи передвижных грузоподъемных механизмов.

ЗРУ-10 кВ выполнено совмещенным со щитовым помещением. Здание одноэтажное, выполняется из кирпича и включает в себя **ЗРУ-10 кВ**, щитовое помещение и комнату для персонала

В **ЗРУ-10 кВ** устанавливаются шкафы серии **КСО-285**

В **ОПУ** устанавливаются щиты: управления и собственных нужд.

9. РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА И МОЛНЕЗАЩИТА ТП.

9.1. Заземляющие устройства трансформаторной подстанции

Для защиты людей от поражения электрическим током согласно ПУЭ (гл. 1.7) в электроустановках напряжением выше 1кВ должно применяться защитное заземление.

Заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью следует выполнять с соблюдением требований либо к их сопротивлению, либо к напряжению прикосновения, а также с соблюдением требований к конструктивному выполнению и к ограничению напряжения на заземляющем устройстве.

Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и объединять их между собой в заземляющую сетку.

Продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования.

Поперечные заземлители следует прокладывать в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли.

Заземление выполняется стальными уголками 50 х 50 х 4 мм, длиной 2,5 м, заглубленными на 0,7 м от поверхности земли и связанными между собой стальной полосой сечением 40 х 4 мм.

Расчетное сопротивление грунта с учетом сезонного коэффициента $k_c = 67$
1,65 стр. 316 [3] и $k_1 = 1,15$ стр. 316 [3].

$$P_{расч} = k_c \cdot k_{1p} = 1,65 \cdot 1,15 \cdot 60 = 120 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

Где $p = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ - удельное сопротивление грунта измеренное в дождливый период осени.

Сопротивление уголка (при $h_{cp} = 0,7 + 2,5/2 = 1,95$).

$$R_B = 0,366 p_{расч} \left[\frac{2,1I}{lg \cdot d + 0,51 lg} \cdot \frac{4 \cdot h_{cp} + I}{4 \cdot h_{cp} - I} \right] / l = 0,366 \cdot 120 \cdot 2,16 / 2,5 = 39 \text{ Ом}$$

где $p_{расч}$ - расчетное удельное сопротивление грунта, Ом·м;

k - числовой коэффициент вертикального заземлителя равный для уголка 2,1;

d - ширина полки, м;

h_{cp} - глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины стержня, м.

Расчетное сопротивление полосы связи

$$R_{\Gamma} = 0,366 p_{расч} lg[21^2 I(dh)] / l = 0,366 \cdot 430 lg[2 \cdot 66^2 / (0,04 \cdot 0,82)] / 66 = 13,2 \text{ Ом}$$

Где l - длина полосы связи, м;

k - коэффициент формы равный для прямоугольного сечения2;

d - ширина полосы связи, м;

h - глубина заложения горизонтального заземлителя, м

(для полосы связи $k_c = 4,5$; $k_1 = 1,6$ и $P_{расч} = 4,5 \cdot 1,6 \cdot 60 = 430 \text{ Ом}\cdot\text{м}$).

Теоретическое число уголков

$$n_m = R_B / r_3 = 39 / 4 \approx 10$$

Расстояние между уголками

$$a = I / n_{\Gamma} = 66 / 10 = 6,6 \text{ м}$$

При $n = 10$ и $a/I = 6,6/2,5 = 2,54$ находим по кривым стр. 318 [3] $\eta_B = 0,73$ и $\eta_{\Gamma} = 0,55$ и определяем действительное число уголков

$$h_d = R_B \cdot \eta_{\Gamma} [1/(r_3 \eta_{\Gamma}) - 1/R_{\Gamma}] / \eta_B = 39 \cdot 0,55 [1/(4 \cdot 0,55) - 1/13,2] / 0,73 = 11,2$$

Принимается к монтажу 12 уголков и выполняется поверочный расчет при $n = 12$;

$$A = 66/12 = 5,5 \text{ м}; a/I = 5,5/2,5 = 2,2 \text{ и } \eta_B = 0,73 > 0,7; \eta_{\Gamma} = 0,55.$$

$$R_{расч} = R_B R_{\Gamma} / (R_{\Gamma} n \eta_B + R_B \eta_{\Gamma}) = 39 \cdot 13,2 / (13,2 \cdot 12 \cdot 0,7 + 39 \cdot 0,5) = 3,92 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}$$

9.2 . Молнезащита подстанции

Атмосферные перенапряжения - одна из основных причин повреждений и аварийных отключений в электрических установках.

Перенапряжения, возникающие в элементах электроустановок результате прямого удара молнии и при набегании волн перенапряжения, не только приводят к повреждениям оборудования и перерывам электроснабжения, но и представляют значительную опасность для людей, особенно в электроустановках низкого напряжения. Поэтому правильный выбор защитных устройств от атмосферных перенапряжений - весьма важная задача, от решения которой в значительной мере зависит целостность оборудования, надежность электроснабжения потребителей и безопасность людей. От набегающих волн перенапряжения распределительное устройство защищается вентильными разрядниками, которые устанавливают вблизи защищаемого оборудования, и трубчатыми разрядниками, которые располагают на подходах к **РУ**.

Вентильные разрядники на напряжение 35 кВ монтируют на стальных или железобетонных конструкциях на высоте не менее 2,5 метра от земли. Расстояние между разрядниками должны быть не менее 400 мм.

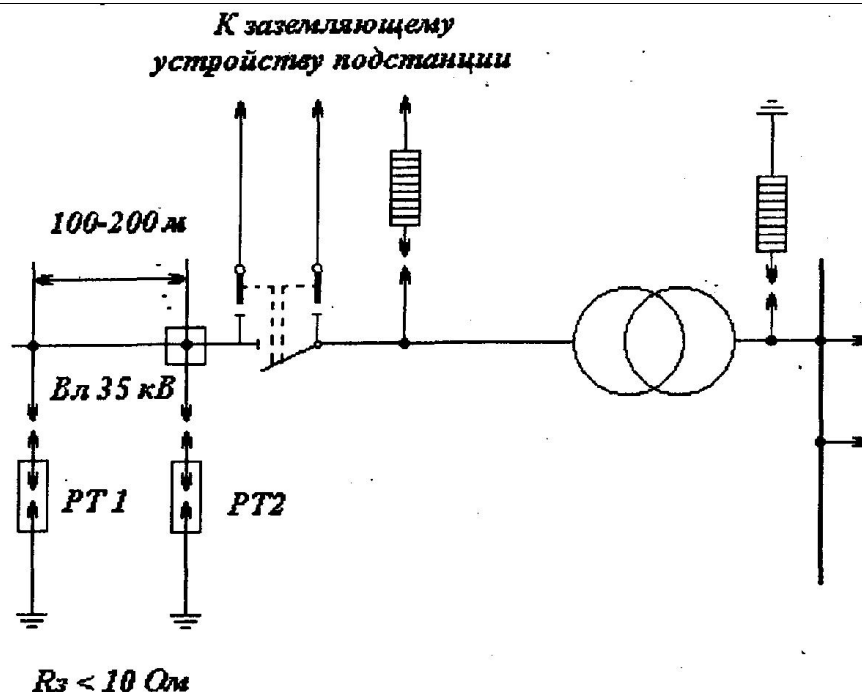


Рис. 6. Молниезащита ТП.

Защита подхода к подстанции 110/10 кВ от атмосферных перенапряжений.

От прямых ударов молнии открытое распределительное устройство (ОРУ) защищают стержневыми и тросовыми молниеотводами. Согласно ПУЭ, при напряжении 35 кВ установка молниеотводов на конструкциях ОРУ разрешается, если сопротивление заземления в месте присоединения к нему молниеотвода составляет не более 4 Ом. Места присоединения молниеотводов к заземляющему

контур подстанции должны находиться на расстоянии не менее 15 метров от мест присоединения к нему трансформаторов. Тросовые молниеотводы, защищающие подходы воздушной линии к подстанции напряжением 35 кВ и выше, могут также присоединяться к заземленным конструкциям ОРУ, если сопротивление ближайшей к ним опоры не выше 10 Ом, а сопротивление заземления стойки конструкции, к которой присоединен трос, не выше 4 Ом.

10. ПОЖАРНАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.

Пожарная безопасность электрооборудования, электроустановок, а также зданий и сооружений, в которых они размещаются, должна удовлетворять требо-

70

ваниям действующих правил пожарной безопасности для промышленных предприятий и разрабатываемых на их основе отраслевых правил, учитывающих особенности пожарной опасности отдельных производств. На каждом предприятии должен быть установлен противопожарный режим и выполнены противопожарные мероприятия, учитывающие особенности производства. В соответствии с правилами пожарной безопасности на каждом предприятии должна быть разработана инструкция о конкретных мерах пожарной безопасности и противопожарном режиме. Инструкция о мерах пожарной безопасности разрабатывается руководителем предприятия, согласовывается с органами местной пожарной охраны и утверждается руководителем предприятия. Все работники предприятия должны проходить противопожарный инструктаж, занятия по пожарно-техническому минимуму. Эти занятия проводятся по утвержденной руководителем предприятия программе. По окончании обучения работники должны сдать зачеты. Результаты зачетов оформляются соответствующим документом, в котором указываются оценки по изученным темам. Электротехнический персонал должен проходить периодическую проверку знаний правил пожарной безопасности одновременно с проверкой знаний правил безопасности труда при эксплуатации электроустановок. При эксплуатации электроустановок должны приниматься меры для предупреждения или ограничения прямого и косвенного воздействия на окружающую среду выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и сбросов сточных вод в водные объекты, снижения звукового давления и сокращения потребления воды из природных источников. На предприятии, эксплуатирующем электрооборудование с большим объемом масла (трансформаторы, масляные реакторы, выключатели и т.д.) должны быть разработаны мероприятия по предотвращению аварийных и иных залповых выбросов его в окружающую среду.