

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
**«ИРКУТСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетики
Кафедра электрических станций, сетей и систем

Допускаю к защите

Руководитель ЕВташи
/ Сташкевич Е.В. /

РАЙОННАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к курсовому проекту по дисциплине
«Электроэнергетические системы и сети»

01.010.00.00.ПЗ

Выполнил студент группы ЭП6-19-1

М Козлова М.А.

Нормоконтроль

ЕВташи Сташкевич Е.В.

Курсовой проект защищен с оценкой

отлично

Иркутск 2022 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

**ИРКУТСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**

Институт Энергетики

Кафедра электрических станций, сетей и систем

ЗАДАНИЕ № 10

на курсовой проект по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети»

Студент Козаченко И. А. Группа ЭЭС-19-1

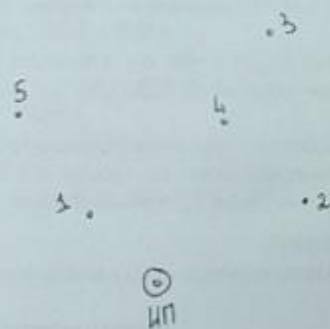
Тема проекта

«Районная электрическая сеть»

Спроектировать районную электрическую сеть для электроснабжения
пунктов 1-5 от шин ВН источника питания ИП

Исходные данные:

1. Географическое расположение пунктов:



Масштаб: 1 см - 10 км

2. Данные о потребителях электроэнергии

Данные	Пункт (подстанция ПС)				
	1	2	3	4	5
Наибольшая зимняя нагрузка, МВт	13	19	28	34	34
Коэффициент мощности нагрузки	←			0,92	→
Состав потребителей по категориям, %	1 кат.	←		80	→
	2 кат.	←		30	→
	3 кат.	←		40	→
Номин. напряжение на стороне НН ПС, кВ	←			10	→

Для всех пунктов:

Наименьшая летняя нагрузка 35 % от наибольшей зимней.

Продолжительность использования наибольшей нагрузки $T_{\text{аб}} = 6000$ час/г.

Допускаемые отклонения напряжения $0 \pm 5\%$.

3. Сведения о питающей электрической системе:

На источнике питания района имеется ОРУ 110 и 220 кВ.

Рабочее напряжение на шинах источника питания:

в режиме наибольших нагрузок 1,03 $U_{\text{ном}}$,

в режиме наименьших нагрузок 1,02 $U_{\text{ном}}$,

в послеаварийном режиме 1,1 $U_{\text{ном}}$.

Стоимость 1 кВт.ч потерянной электроэнергии равна 300 коп.

Коэффициент мощности генерации, поступающей на шины ВН ИП района от питающей электрической системы, 0,96.

Климатический район по гололеду I.

Рекомендуемая литература

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник для электроэнергет. специальностей / В.И. Идельчик. – 2-е изд., стер. – М.: Альянс, 2009. – 592 с.

2. Справочник по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян (и др.); под ред. Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 389 с.

3. Электроэнергетические системы и сети: метод. указания для практических занятий и курсового проектирования / сост. Л.А. Акишин, К.И. Прокопчук, Э.Б. Старостина, Н.Ю. Снопкова. – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2015. – 80 с.

Графическая часть

Электрическая схема спроектированной сети (формат А3).

Дата выдачи задания "16" 02 2022 г.

Дата предоставления проекта руководителю "11" 08 2022 г.

Руководитель проекта Е.В. Сташкевич / Е.В. Сташкевич /

Содержание

Введение	5
1 Генерация и потребление активной и реактивной мощностей в проектируемой сети	6
1.1 Генерация и потребление активной мощности	6
1.2 Генерация и потребление реактивной мощности	7
2 Выбор схемы, номинального напряжения и основного электрооборудования линий и подстанций сети	11
2.1 Отбор вариантов схемы сети по длине цепей и трасс линий	11
2.2 Выбор сечений проводов воздушных линий.....	14
2.3 Экономическое сравнение вариантов по приведенным затратам.....	41
2.4 Уточненный баланс реактивной мощности.....	57
3 Расчет основных режимов работы сети.....	64
3.1 Режим максимальных нагрузок	65
3.2 Режим наименьших нагрузок.....	80
3.3 Послеаварийный режим	91
4. Регулирование напряжения	100
4.1 Режим максимальных нагрузок	102
4.2 Режим наименьших нагрузок.....	106
4.3 Послеаварийный режим	110
5. Техничко-экономические показатели	115
Заключение.....	120
Список используемых источников.....	122
Приложение А- Схема замещения сети при максимальных нагрузках	123
Приложение Б –Карта режима сети при максимальных нагрузках	124
Приложение В – Схема замещения сети при наименьших нагрузках	125
Приложение Г –Карта режима сети при наименьших нагрузках.....	126
Приложение Д – Схема замещения сети в послеаварийном режиме	127
Приложение Е –Карта режима сети в послеаварийном режиме	128

Введение

Современные энергетические системы состоят из множества связанных между собой элементов, которые оказывают взаимное влияние друг на друга. Поэтому проектирование всей системы достаточно сложная и трудоемкая задача.

Проектирование электрических систем, как правило, не начинается с «нуля». Электрические системы формируются из работающих станций, энергоузлов и т.д. Основная задача проектирования электрической системы состоит в выборе её оптимальной структуре, т.е. в отыскании оптимального варианта развития генерирующих мощностей энергосистемы в совокупности с системообразующими линиями электропередачи.

Проектирование электрических систем должно включать техническое и экономическое обоснование развития электрических станций, электрических сетей и средств их эксплуатации, в том числе и средств управления.

В курсовом проекте должны быть представлены следующие разделы:

1. Генерация и потребление активной и реактивной мощностей в проектируемой сети;
2. Выбор схемы, номинального напряжения (или номинальных напряжений), параметров линий и трансформаторов сети;
3. Расчёты основных режимов работы электрической сети;
4. Регулирование напряжения в сети;
5. Определение основных технико-экономических показателей спроектированной сети.

Все намеченные электрические сети проверяются на потери напряжения и по допустимому протекающему току. Электрические сети с наименьшими потерями напряжения, сравнивают по технико-экономическим показателям. Наиболее выгодная становится окончательной. Для нее рассчитывают уточненный баланс реактивной мощности, проводят расчёты основных режимов (максимальных нагрузок, наименьших нагрузок, послеаварийный режим), проводят регулирование напряжения и уточняют технико-экономические показатели.

1 Генерация и потребление активной и реактивной мощностей в проектируемой сети

1.1 Генерация и потребление активной мощности

Потребление активной мощности в проектируемой сети рассматривается для периода наибольших нагрузок и складывается из нагрузок в заданных пунктах потребления электроэнергии и потерь мощности в линиях и понижающих трансформаторах сети.

Суммарные потери активной мощности в линиях и трансформаторах проектируемой сети одного-двух номинальных напряжений в первом приближении могут быть приняты равными 3-5 % от суммы заданных нагрузок пунктов.

Суммарная активная мощность генераторов электростанций, необходимая для питания проектируемой сети, складывается из наибольшей одновременно потребляемой мощности и суммарных потерь мощности в сети.

$$P_{\text{ген}} = \sum_{i=1}^5 P_{\text{нагр}i} + \Delta P_{\Sigma C}, \quad \Delta P_{\Sigma C} = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^5 P_{\text{нагр}i}$$

где $P_{\text{ген}}$ – суммарная активная мощность генераторов электростанций,
 $P_{\text{нагр}i}$ – нагрузки в заданных пунктах, $\Delta P_{\Sigma C}$ – потери мощности в линиях и понижающих трансформаторах сети.

В курсовом проекте предполагается, что установленная мощность генераторов питающей электрической системы достаточна для покрытия потребностей проектируемого района в активной мощности. Поэтому здесь не рассматривается установка дополнительных генераторов электрических станций, сооружение новых электростанций и т. п.

Сумма всех нагрузок подстанций:

$$\sum_{i=1}^5 P_{\text{нагр}} = 17 + 19 + 28 + 34 + 34 = 132 \text{ МВт.}$$

Суммарный потери активной мощности в линиях и трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{сети}} = (0,03 \div 0,05) \cdot \sum_{i=1}^5 P_{\text{нагр}} = 0,05 \cdot 132 = 6,6 \text{ МВт.}$$

Найдем суммарную активную мощность генератора электрической станции:

$$P_{\text{ген}} = \sum_{i=1}^5 P_{\text{нагр}} + \Delta P_{\text{сети}} = 132 + 6,6 = 138,6 \text{ МВт.}$$

1.2 Генерация и потребление реактивной мощности

Приближённое рассмотрение потребления реактивной мощности, а также ориентировочный выбор мощности, типов и размещения компенсирующих устройств (КУ) в проектируемой сети будем производить до технико-экономического сравнения вариантов схемы сети. Так как компенсация реактивной мощности может существенно влиять на значения полных нагрузок подстанций, а, следовательно, и на выбираемые номинальные мощности трансформаторов, сечения проводов линий, на потери напряжения, мощности и энергии в сети. В конечном итоге выбор мощности КУ и их размещение по подстанциям сети повлияют на оценку технических и технико-экономических показателей вариантов схемы сети и, следовательно, могут повлиять на правильность выбора рационального номинального напряжения и схемы проектируемой сети.

При выполнении курсового проекта условно принимаем совпадение по времени периодов потребления наибольших активных и реактивных нагрузок подстанций. Поэтому определение наибольших реактивных нагрузок отдельных пунктов производим по наибольшим активным нагрузкам и заданным значениям коэффициента мощности.

По условию задания коэффициента мощности всех нагрузок $\cos\varphi_{\text{нагр}} = 0,88$. Тогда $\varphi_{\text{нагр}} = \arccos 0,88 = 28,35^\circ$ и $\operatorname{tg}\varphi_{\text{нагр}} = 0,54$.

Реактивная мощность нагрузок в узлах:

$$Q_{\text{нагр}1} = P_{\text{нагр}1} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{нагр}} = 17 \cdot 0,54 = 9,18 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{нагр}2} = P_{\text{нагр}2} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{нагр}} = 19 \cdot 0,54 = 10,26 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{нагр}3} = P_{\text{нагр}3} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{нагр}} = 28 \cdot 0,54 = 15,12 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{нагр}4} = P_{\text{нагр}4} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{нагр}} = 34 \cdot 0,54 = 18,36 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{нагр}5} = P_{\text{нагр}5} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{нагр}} = 34 \cdot 0,54 = 18,36 \text{ Мвар}.$$

Суммарная активная мощность, потребляемая в узлах:

$$\sum_{i=1}^5 Q_{\text{нагр}} = 9,18 + 10,26 + 15,12 + 18,36 + 18,36 = 71,28 \text{ Мвар}.$$

Суммарная реактивная мощность, необходимая для электроснабжения района, складывается из одновременно потребляемой реактивной нагрузки в заданных пунктах и потерь реактивной мощности в линиях и трансформаторах (автотрансформаторах) сети:

$$\Delta Q_{\Sigma} = \Delta Q_{\text{Л}\Sigma} + \Delta Q_{\text{ТР}\Sigma} - \Delta Q_{\text{С}\Sigma}.$$

где $\Delta Q_{\text{Л}\Sigma}$ - суммарные потери реактивной мощности в линиях,

$\Delta Q_{\text{ТР}\Sigma}$ - суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах,

ΔQ_{Σ} - суммарная генерация реактивной мощности в емкостных проводимостях линий.

Утечка реактивной мощности через ёмкостную проводимость воздушных линий (генерация реактивной мощности линиями) при предварительных расчётах может оцениваться для одноцепных линий 110 кВ в 3 Мвар, 220 кВ в 12 Мвар на 100 км. Для воздушных сетей 110 кВ в самом первом приближении допускается принимать, что потери реактивной мощности в индуктивных сопротивлениях линий и генерация реактивной мощности этими линиями в период наибольших нагрузок взаимно компенсируются.

Следовательно: $\Delta Q_{\Sigma} = \Delta Q_{\text{тр}\Sigma}$.

Потери реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах при каждой трансформации составляют примерно 8-12% от трансформируемой полной мощности нагрузки. Поэтому для оценки величины потерь реактивной мощности в трансформаторах необходимо представить возможное число трансформаций мощности нагрузки каждого из пунктов.

$$\Delta Q_{\text{тр}\Sigma} = 0,1 \cdot m \cdot \sum_{i=1}^5 S_{\text{нагр } i}.$$

где $S_{\text{нагр } i}$ – полная мощность i -го потребителя.

Рассчитываем полную мощность:

$$\sum_{i=1}^5 S_{\text{нагр}} = \frac{\sum_{i=1}^5 P_{\text{нагр}}}{\cos \varphi_{\text{нагр}}} = \frac{132}{0,88} = 150 \text{ МВА}.$$

В нашем случае принимаем $m=1$ с учётом только одной трансформации мощности нагрузок на понижающих подстанциях.

$$\Delta Q_{\Sigma} = \Delta Q_{\text{тр}\Sigma} = 0,1 \cdot m \cdot \sum_{i=1}^5 S_{\text{нагр}} = 0,1 \cdot 1 \cdot 150 = 15 \text{ Мвар}.$$

Общая потребляемая реактивная мощность:

$$\Sigma Q_{\text{пот}} = \sum_{i=1}^5 Q_{\text{нагр}} + \Delta Q_{\Sigma} = 71,28 + 15 = 86,28 \text{ Мвар}.$$

Величину реактивной мощности, поступающей от питающей электрической системы (или электрической станции), следует определять по наибольшей суммарной активной мощности, потребляемой в районе, и по коэффициенту мощности $\cos \varphi_{\text{ген}}$, с которым предполагается выдача мощности от источника питания.

Коэффициент мощности генерации, поступающей на шины ВН ИП района от питающей электрической системы $\cos \varphi_{\text{ген}} = 0,86$. Тогда $\varphi_{\text{ген}} = 30,68^\circ$, $\text{tg} \varphi_{\text{ген}} = 0,59$.

$$Q_{\text{ген}} = P_{\text{ген}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{ген}} = 138,6 \cdot 0,59 = 81,774 \text{ Мвар.}$$

Так как $Q_{\text{ген}} < \sum Q_{\text{потр}}$ ($81,774 \text{ Мвар} < 86,28 \text{ Мвар}$), то в сети необходимо устанавливать компенсирующие устройства. Основным типом КУ, устанавливаемых по условию покрытия потребности в реактивной мощности, являются конденсаторы. Вместе с тем, на крупных узловых подстанциях 220 кВ по ряду условий может оказаться оправданной установка синхронных компенсаторов. При этом надо помнить, что установка синхронных компенсаторов мощностью менее 10 Мвар неэкономична.

Суммарная реактивная мощность КУ равна:

$$Q_{\text{КУ}\Sigma} = \sum Q_{\text{пот}} - Q_{\text{ген}} = 86,28 - 81,774 = 4,506 \text{ Мвар.}$$

Проверяем баланс реактивной мощности:

$$\sum Q_{\text{пот}} = Q_{\text{ген}} + Q_{\text{КУ}\Sigma};$$

$$86,28 = 81,774 + 4,506;$$

$$86,28 = 86,28$$

Размещение КУ по подстанциям электрической сети, как известно, влияет на экономичность режимов работы сети и на решение задач регулирования напряжения. В связи с этим могут быть даны следующие рекомендации по размещению КУ в сети и определению их мощностей, устанавливаемых на каждой подстанции.

В сети одного номинального напряжения целесообразно, в первую очередь, полная компенсация реактивных нагрузок наиболее электрически удалённых подстанций. При незначительной разнице электрической удалённости пунктов от источника питания допускается расстановка КУ по условию равенства коэффициентов мощности на подстанциях.

Распределяем реактивные мощности в узлах по методу $\operatorname{tg} \varphi_{\text{Б}}$:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{Б}} = \frac{\sum_{i=1}^5 Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{КУ}\Sigma}}{\sum_{i=1}^5 P_{\text{нагр}}} = \frac{71,28 - 4,506}{132} = 0,5058;$$

Определяем мощность КУ для каждой подстанции:

$$Q_{\text{КУ1}} = P_{\text{нагр1}} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{\text{нагр}} - \operatorname{tg} \varphi_{\text{Б}}) = 17 \cdot (0,54 - 0,5058) = 0,5803 \text{ Мвар;}$$

$$Q_{\text{КУ2}} = P_{\text{нагр2}} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{\text{нагр}} - \operatorname{tg} \varphi_{\text{Б}}) = 19 \cdot (0,54 - 0,5058) = 0,6485 \text{ Мвар;}$$

$$Q_{\text{КУ3}} = P_{\text{нагр3}} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{\text{нагр}} - \operatorname{tg} \varphi_{\text{Б}}) = 28 \cdot (0,54 - 0,5058) = 0,9558 \text{ Мвар;}$$

$$Q_{\text{КУ4}} = P_{\text{нагр4}} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{\text{нагр}} - \operatorname{tg} \varphi_{\text{Б}}) = 34 \cdot (0,54 - 0,5058) = 1,1606 \text{ Мвар;}$$

$$Q_{\text{КУ5}} = P_{\text{нагр5}} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{\text{нагр}} - \operatorname{tg} \varphi_{\text{Б}}) = 34 \cdot (0,54 - 0,5058) = 1,1606 \text{ Мвар.}$$

Проверка вычисления реактивной мощности КУ:

$$Q_{КУ\Sigma} = Q_{КУ1} + Q_{КУ2} + Q_{КУ3} + Q_{КУ4} + Q_{КУ5} \\ = 0,5803 + 0,6485 + 0,9558 + 1,1606 + 1,1606 = 4,506 \text{ Мвар.}$$

Реактивная мощность каждой подстанции после компенсации:

$$Q_1 = Q_{\text{нагр}1} - Q_{КУ1} = 9,18 - 0,5803 = 8,5996 \text{ Мвар;} \\ Q_2 = Q_{\text{нагр}2} - Q_{КУ2} = 10,26 - 0,6485 = 9,6114 \text{ Мвар;} \\ Q_3 = Q_{\text{нагр}3} - Q_{КУ3} = 15,12 - 0,9558 = 14,1641 \text{ Мвар;} \\ Q_4 = Q_{\text{нагр}4} - Q_{КУ4} = 18,36 - 1,1606 = 17,1993 \text{ Мвар;} \\ Q_5 = Q_{\text{нагр}5} - Q_{КУ5} = 18,36 - 1,1606 = 17,1993 \text{ Мвар.}$$

Необходимая мощность батарей конденсаторов, устанавливаемых на каждой из подстанций, набирается параллельным включением серийно выпускаемых комплектных установок, выбираемых по справочникам.

Определим полную мощность каждой подстанции:

$$S_{\text{нагр}1} = \sqrt{P_{\text{нагр}1}^2 + Q_{\text{нагр}1}^2} = \sqrt{17^2 + 8,5996^2} = 19,0513 \text{ МВА;} \\ S_{\text{нагр}2} = \sqrt{P_{\text{нагр}2}^2 + Q_{\text{нагр}2}^2} = \sqrt{19^2 + 9,6114^2} = 21,2927 \text{ МВА;} \\ S_{\text{нагр}3} = \sqrt{P_{\text{нагр}3}^2 + Q_{\text{нагр}3}^2} = \sqrt{28^2 + 14,1641^2} = 31,3787 \text{ МВА;} \\ S_{\text{нагр}4} = \sqrt{P_{\text{нагр}4}^2 + Q_{\text{нагр}4}^2} = \sqrt{34^2 + 17,1993^2} = 38,1027 \text{ МВА;} \\ S_{\text{нагр}5} = \sqrt{P_{\text{нагр}5}^2 + Q_{\text{нагр}5}^2} = \sqrt{34^2 + 17,1993^2} = 38,1027 \text{ МВА.}$$

Суммарная мощность подстанций:

$$S_{\Sigma} = \sum_{i=1}^5 S_{\text{нагр}i} = 19,0513 + 21,2927 + 31,3787 + 38,1027 + 38,1027 \\ = 147,9282 \text{ МВА.}$$

Определим коэффициент мощности $\cos\varphi_B$ после установки КУ:

$$\varphi_B = \arctg(\tg\varphi_B) = \arctg(0,5058) = 26,83^\circ;$$

$$\cos\varphi_B = 0,8923;$$

$$\cos\varphi_B = \cos\varphi_{\text{нагр.}}$$

2 Выбор схемы, номинального напряжения и основного электрооборудования линий и подстанций сети

2.1 Отбор вариантов схемы сети по длине цепей и трасс линий

Возможные варианты схем предоставлены ниже.

Результаты вычислений длин цепей и трасс введем в таблицу 1.

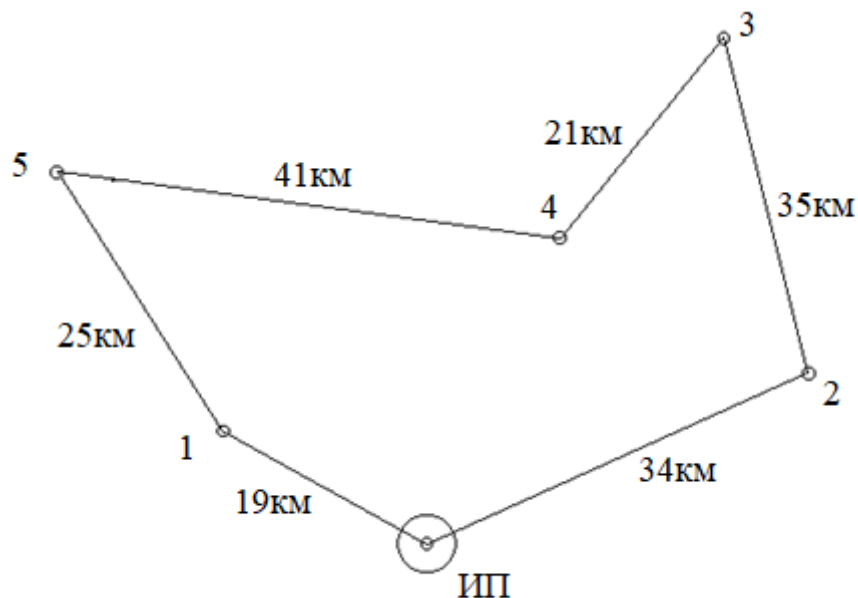


Рисунок 2.1 – Схема №1

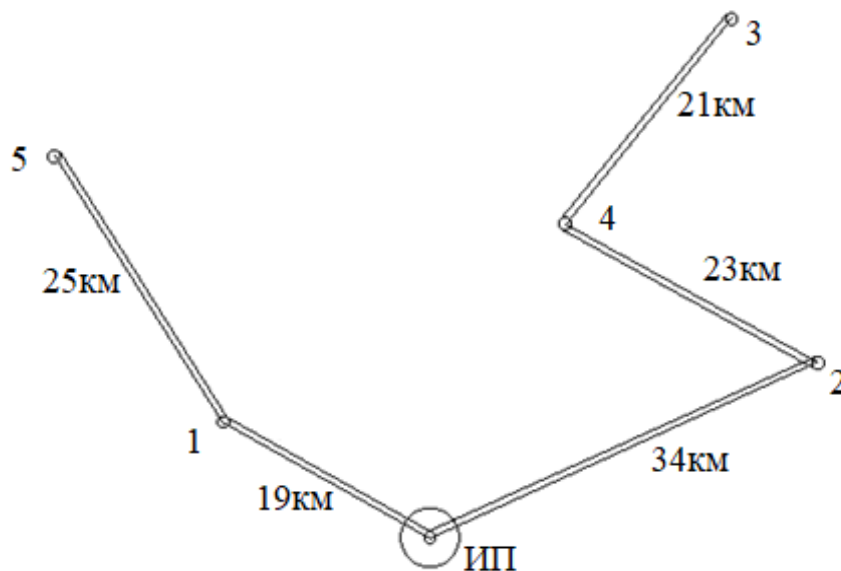


Рисунок 2.2 – Схема №2

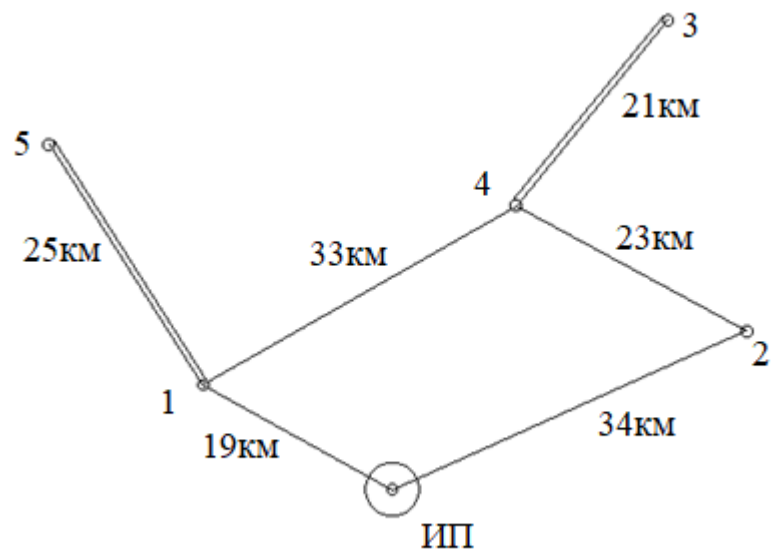


Рисунок 2.3 – Схема №3

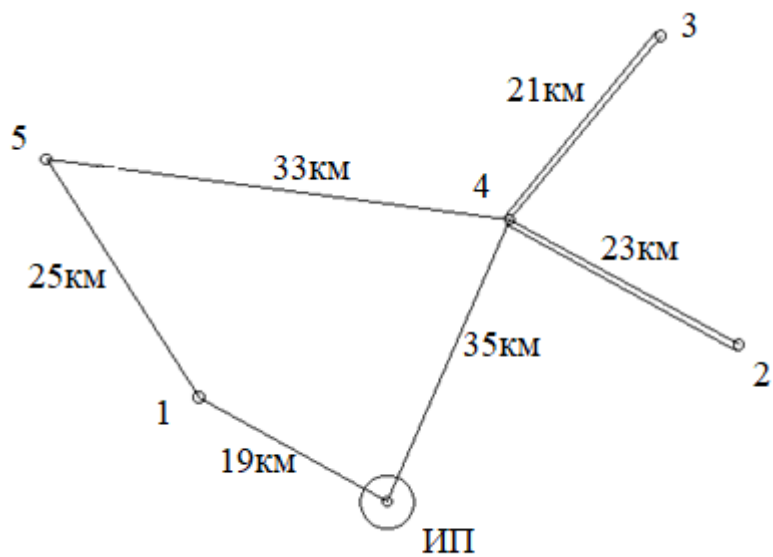


Рисунок 2.4 – Схема №4

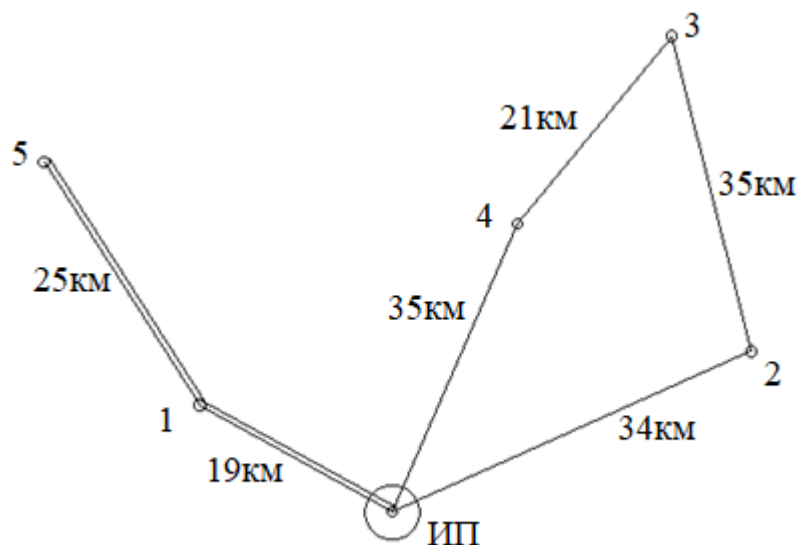


Рисунок 2.5 – Схема №5

Так как по условию задания на проектирование во всех пунктах 1-5 имеются потребители I категории бесперебойности в электроснабжении, то во всех вариантах схем сети предусматриваем их надежное электроснабжение, т.е. радиальные варианты сети требуют - двухцепные линии; замкнутые варианты сети - одноцепные линии.

Варианты с одинаковой степенью надёжности приближенно сравниваем лишь по основным натуральным количественным показателям: по суммарной длине линий в одноцепном измерении (длина двухцепной линии удваивается) и по длине трасс линий. При определении длин надо учитывать, что длина из-за не прямолинейности и неровностей рельефа местности на 5-15% больше расстояния по прямой между рассматриваемыми пунктами. Составляем сводную таблицу суммарных длин цепей и трасс.

Таблица 2.1 – Суммарные длины линий и трасс.

Номер варианта	1	2	3	4	5
Длина трассы, км	201,25	140,3	178,25	188,6	194,35
Длина линий, км	201,25	280,6	231,15	239,2	231,15

Для проверки возьмем варианты №1,2 и 3 так как они имеют наименьшие длины трасс и цепей в сравнение с вариантами схожей конфигурации.

2.2 Выбор сечений проводов воздушных линий

На втором этапе каждый из отобранных вариантов проверяется по допустимым потерям напряжения: $\Delta U_{нб} \leq \Delta U_{доп}$.

Проверка производится в двух режимах работы сети – максимальном и послеаварийном.

Допустимые потери $\Delta U_{доп}$ принимаются равными 13-15% от U_n сети в максимальном режиме и 17-20% – в послеаварийном.

Мощности в узлах сети:

$$\dot{S}_{H1} = (17+j8,59) \text{ МВА}, \quad S_{H1} = 19,05 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{H2} = (19+j9,61) \text{ МВА}, \quad S_{H2} = 21,29 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{H3} = (28+j14,16) \text{ МВА}, \quad S_{H3} = 31,37 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{H4} = (34+j19,93) \text{ МВА}, \quad S_{H4} = 38,1 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{H5} = (34+j17,19) \text{ МВА}, \quad S_{H5} = 38,1 \text{ МВА}.$$

Проверка варианта №1

Режим максимальных нагрузок

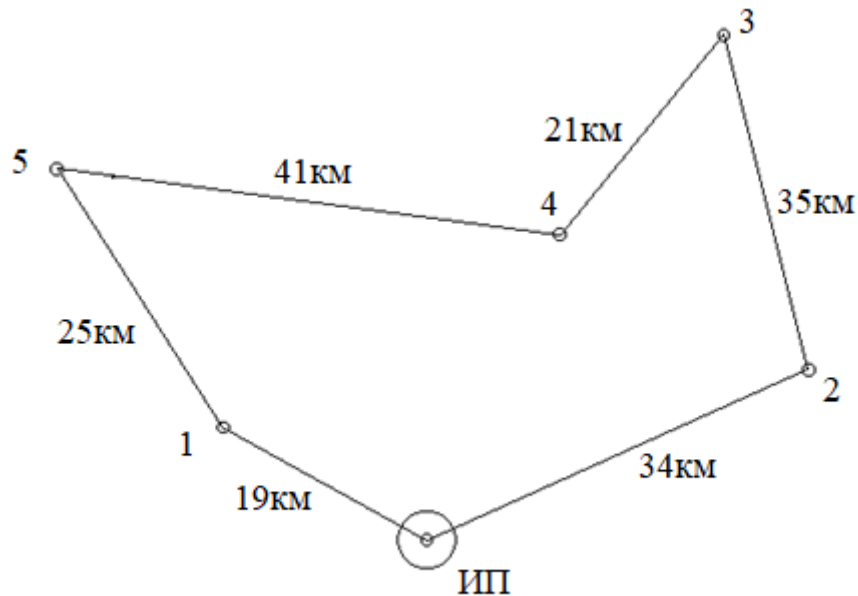


Рисунок 2.6 – Схема №1

Рассекаем кольцевую схему ИП-1-5-4-3-2-ИП' в точке ИП.

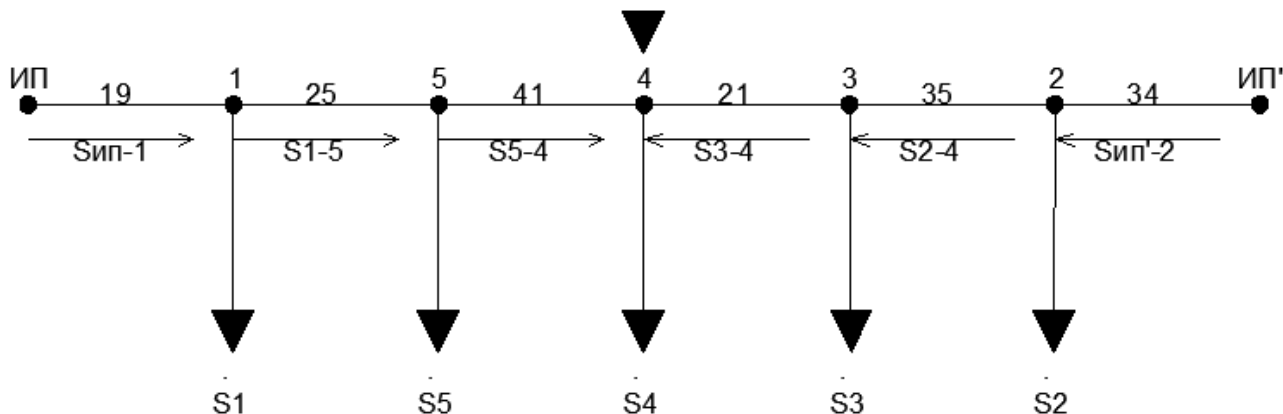


Рисунок 2.7 – Схема распределения мощностей в максимальном режиме варианта №1. Рассечение кольцевой схемы.

Решая систему уравнений, полученную путем составления по I и II закону Кирхгофа, получим выражение для определения потока мощности на головном участке, мощности, протекающие по остальным участкам сети, рассчитываем по первому закону Кирхгофа. Если величина S_n получится с отрицательным знаком, то направление этой мощности выбирается противоположное заданному. Так как для всех линий $z_0 = \text{const}$, то вместо z_{ij} допускается использовать l_{ij} .

Потоки мощности в линиях для головных участков ИП-1 и ИП'-2:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{ИП}-1} &= \frac{\dot{S}_1 \cdot l_{1-\text{ИП}'} + \dot{S}_5 \cdot l_{5-\text{ИП}'} + \dot{S}_4 \cdot l_{4-\text{ИП}'} + \dot{S}_3 \cdot l_{3-\text{ИП}'} + \dot{S}_2 \cdot l_{2-\text{ИП}'}}{\sum l_{ij}} = \\ &= \frac{(17 + j8,59) \cdot 156 + (34 + j17,19) \cdot 131 + (34 + j17,19) \cdot 90 + (28 + j14,16) \cdot 69 + (19 + j9,61) \cdot 34}{175} = \\ &= 72,82 + j36,81 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{\text{ИП}'-2} &= \frac{\dot{S}_2 \cdot l_{2-\text{ИП}} + \dot{S}_3 \cdot l_{3-\text{ИП}} + \dot{S}_4 \cdot l_{4-\text{ИП}} + \dot{S}_5 \cdot l_{5-\text{ИП}} + \dot{S}_1 \cdot l_{1-\text{ИП}}}{\sum l_{ij}} = \\ &= \frac{(19 + j9,61) \cdot 141 + (28 + j14,16) \cdot 106 + (34 + j17,19) \cdot 85 + (34 + j17,19) \cdot 44 + (17 + j8,59) \cdot 19}{175} = \\ &= 59,17 + j29,91 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Проверка найденных потоков мощности:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{ИП}-1} + \dot{S}_{\text{ИП}'-2} &= \dot{S}_1 + \dot{S}_5 + \dot{S}_4 + \dot{S}_3 + \dot{S}_2; \\ 132 + j66,73 &\approx 132 + j66,73 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Проверка пройдена успешно.

Расчет мощностей для остальных участков произведем по I закону Кирхгофа:

$$\text{Узел 1: } \dot{S}_{\text{ИП}-1} - \dot{S}_1 - \dot{S}_{1-5} = 0;$$

$$\dot{S}_{1-5} = \dot{S}_{\text{ИП}-1} - \dot{S}_1 = (72,82 + j36,81) - (17 + j8,59) = 55,82 + j28,22 \text{ МВА};$$

$$\text{Узел 5: } \dot{S}_{1-5} - \dot{S}_5 - \dot{S}_{5-4} = 0;$$

$$\dot{S}_{5-4} = \dot{S}_{1-5} - \dot{S}_5 = (55,82 + j28,22) - (34 + j17,19) = 21,82 + j11,02 \text{ МВА};$$

$$\text{Узел 2: } \dot{S}_{\text{ИП}'-2} - \dot{S}_2 - \dot{S}_{2-3} = 0;$$

$$\dot{S}_{2-3} = \dot{S}_{\text{ИП}'-2} - \dot{S}_2 = (59,17 + j29,91) - (19 + j9,61) = 40,17 + j20,3 \text{ МВА};$$

$$\text{Узел 3: } \dot{S}_{2-3} - \dot{S}_3 - \dot{S}_{3-4} = 0;$$

$$\dot{S}_{3-4} = \dot{S}_{2-3} - \dot{S}_3 = (40,17 + j20,3) - (28 + j14,16) = 12,17 + j6,16 \text{ МВА}.$$

Произведем проверку по балансу мощностей узла 1, являющегося в нашем случае точкой потокораздела.

$$\dot{S}_{5-4} + \dot{S}_{3-4} = \dot{S}_4$$

$$34 + j17,19 \approx 34 + j17,19 \text{ МВА}.$$

Проверка показала правильность расчета распределения мощности.

Полные мощности, протекающие в линиях:

$$\dot{S}_{\text{ИП}-1} = (72,82 + j36,81) \text{ МВА},$$

$$\dot{S}_{1-5} = (55,82 + j28,22) \text{ МВА},$$

$$\dot{S}_{5-4} = (21,82 + j11,02) \text{ МВА},$$

$$\dot{S}_{4-3} = (12,17 + j6,16) \text{ МВА},$$

$$\dot{S}_{3-2} = (40,17 + j20,3) \text{ МВА},$$

$$\dot{S}_{\text{ИП}'-2} = (59,17 + j29,91) \text{ МВА},$$

$$\dot{S}_{\text{ИП}-1} = 81,6 \text{ МВА},$$

$$\dot{S}_{1-5} = 62,55 \text{ МВА},$$

$$\dot{S}_{5-4} = 24,45 \text{ МВА},$$

$$\dot{S}_{4-3} = 13,64 \text{ МВА},$$

$$\dot{S}_{3-2} = 45,01 \text{ МВА},$$

$$\dot{S}_{\text{ИП}'-2} = 66,3 \text{ МВА}.$$

Принимаем, что номинальное напряжение в проектируемом районе $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$.

Находим ток в линиях в режиме максимальных нагрузок:

$$I_{ij} = \frac{S_{ij}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}},$$

где S_{ij} – полная мощность, протекающая в линии i-j;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение на участке i-j;

Расчётное сечение провода воздушной линии определяется по закону экономической плотности тока $j_{\text{эк}}$:

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{max}}}{n \cdot j_{\text{эк}}},$$

где I_{max} – максимальный рабочий ток, А;

n – число цепей в воздушной линии.

Выбирается ближайшее к расчётному стандартному сечению провода $F_{\text{станд}}$. Выбранное сечение необходимо проверить по условию потерь активной мощности на корону и по максимально допустимой нагрузке в послеаварийном режиме. В случае нарушения ограничений сечения проводов увеличиваются.

При выборе сечений проводов окончательно уточняется напряжение отдельных участков сети.

По заданию, продолжительность использования наибольшей нагрузки $T_{\text{нб}}=6000$ ч/год. Следовательно, $j_{\text{эк}}=1$ А/мм²[1221] стр.63.табл. Б5.

Условие потерь активной мощности на корону: $F_{\text{мин}}=70$ мм² при $U_{\text{ном}}=110$ кВ; $F_{\text{мин}}=240$ мм² при $U_{\text{ном}}=220$ кВ.

Тогда ток в линиях в режиме максимальных нагрузок, где 1,07 – коэффициент в режиме наибольших нагрузок:

$$I_{\text{ИП-1}} = \frac{S_{\text{ИП-1}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}} \cdot 1,07} = \frac{81,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1,07} = 200,13 \text{ A};$$

$$I_{1-5} = \frac{S_{1-5}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{62,55 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 164,15 \text{ A};$$

$$I_{5-4} = \frac{S_{5-4}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{24,45 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 64,1 \text{ A};$$

$$I_{4-3} = \frac{S_{4-3}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{13,64 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 35,8 \text{ A};$$

$$I_{3-2} = \frac{S_{3-2}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{45,01 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 118,14 \text{ A};$$

$$I_{\text{ИП'-2}} = \frac{S_{\text{ИП'-2}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}} \cdot 1,07} = \frac{66,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1,07} = 162,63 \text{ A}.$$

Сечения проводов:

$$F_{\text{ИП-1}} = \frac{200,13}{1} = 200,13 \text{ мм}^2, \text{й} \quad \text{выбираем провод АС-240/32 } I_{\text{доп}} = 610$$

А;

$$F_{1-5} = \frac{164,15}{1} = 164,15 \text{ мм}^2, \quad \text{выбираем провод АС-240/32 } I_{\text{доп}} = 610 \text{ A};$$

$$F_{5-4} = \frac{64,1}{1} = 64,1 \text{ мм}^2, \quad \text{выбираем провод АС-240/32 } I_{\text{доп}} = 610 \text{ A};$$

$$F_{4-3} = \frac{35,8}{1} = 35,8 \text{ мм}^2, \quad \text{выбираем провод АС-240/32 } I_{\text{доп}} = 610 \text{ A};$$

$$F_{3-2} = \frac{118,4}{1} = 118,4 \text{ мм}^2, \quad \text{выбираем провод АС-240/32 } I_{\text{доп}} = 610 \text{ A};$$

$$F_{\text{ИП'-2}} = \frac{162,63}{1} = 162,63 \text{ мм}^2, \quad \text{выбираем провод АС-240/32 } I_{\text{доп}} = 610$$

А.

Выбранные сечения проводов необходимо проверить по допустимому току в послеаварийном режиме. Послеаварийный режим характеризуется отключением линии, по которой протекает наибольшая мощность.

Обрыв линии ИП-1:

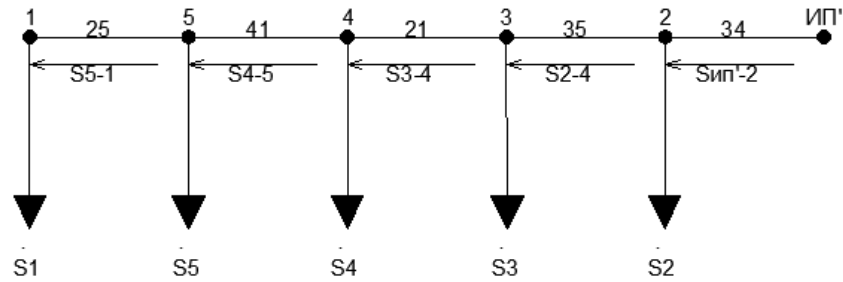


Рисунок 2.8 – Схема распределения мощностей в послеаварийном режиме варианта №1. Отключение линии ИП-1

Распределение мощности:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{5-1} &= \dot{S}_1 = (17 + j8,59) \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{4-5} &= \dot{S}_{5-1} + \dot{S}_5 = 55,82 + j28,22 + 34 + j17,19 = 89,82 + j45,41 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{3-4} &= \dot{S}_{4-5} + \dot{S}_4 = 89,82 + j45,41 + 34 + j17,19 = 123,82 + j62,6 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{2-3} &= \dot{S}_{3-4} + \dot{S}_3 = 123,82 + j62,6 + 28 + j14,16 = 151,82 + j76,75 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{ИП'-2} &= \dot{S}_{2-3} + \dot{S}_2 = 151,82 + j76,75 + 19 + j9,61 = 170,82 + j86,35 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Полные мощности, протекающие в линиях:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{5-1} &= 19,05 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{4-5} &= 100,65 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{3-4} &= 138,75 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{2-3} &= 170,12 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{ИП'-2} &= 191,41 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Ток в линиях в послеаварийном режиме, где 1,1 – коэффициент в послеаварийном режиме:

$$\begin{aligned}I_{5-1} &= \frac{S_{5-1}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{19,05 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 49,9 \text{ А}; \\ I_{4-5} &= \frac{S_{4-5}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{100,65 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 264,14 \text{ А}; \\ I_{3-4} &= \frac{S_{3-4}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{138,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 364,12 \text{ А}; \\ I_{2-3} &= \frac{S_{2-3}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{170,12 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 446,45 \text{ А}; \\ I_{ИП'-2} &= \frac{S_{ИП'-2}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}} \cdot 1,1} = \frac{191,41 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1,1} = 456,65 \text{ А}.\end{aligned}$$

Обрыв линии ИП'-2:

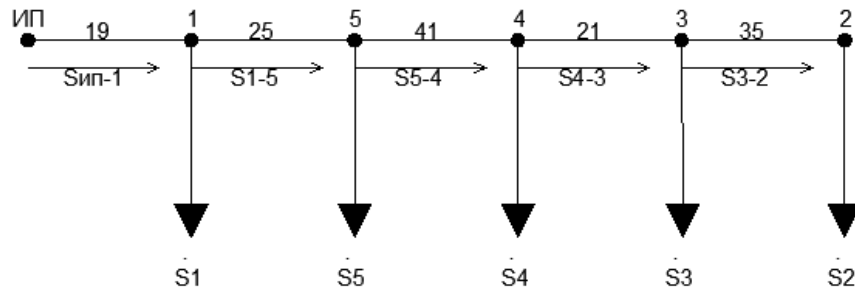


Рисунок 2.9 – Схема распределения мощностей в послеаварийном режиме варианта №1. Отключение линии ИП'-2

Распределение мощности:

$$\dot{S}_{3-2} = \dot{S}_2 = 19 + j9,61 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-3} = \dot{S}_{3-2} + \dot{S}_3 = 19 + j9,61 + 28 + j14,16 = 47 + j23,75 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{5-4} = \dot{S}_{4-3} + \dot{S}_4 = 47 + j23,75 + 34 + j17,19 = 81 + j40,94 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{1-5} = \dot{S}_{5-4} + \dot{S}_5 = 81 + j40,94 + 34 + j17,19 = 115 + j58,13 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{ИП-1} = \dot{S}_{1-5} + \dot{S}_1 = 115 + j58,13 + 17 + j8,59 = 132 + j66,73 \text{ МВА}.$$

Полные мощности, протекающие в линиях:

$$\dot{S}_{3-2} = 21,29 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-3} = 52,66 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{5-4} = 90,76 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{1-5} = 128,86 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{ИП-1} = 147,91 \text{ МВА}.$$

Ток в линиях в послеаварийном режиме:

$$I_{3-2} = \frac{S_{3-2}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{21,29 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 55,87 \text{ А},$$

$$I_{4-3} = \frac{S_{4-3}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{52,66 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 138,19 \text{ А},$$

$$I_{5-4} = \frac{S_{5-4}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{90,76 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 238,18,$$

$$I_{1-5} = \frac{S_{1-5}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{128,86 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 338,17,$$

$$I_{ИП-1} = \frac{S_{ИП-1}}{\sqrt{3}U_{ном \cdot 1,1}} = \frac{147,91 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1,1} = 352,87 \text{ А}.$$

Вывод: $I_{доп} > I_{раб.нагр}$ для всех участков линий.

Для нахождения потери напряжения суммируются относительные потери напряжения по участкам сети одной ступени напряжения, так как в узлах понижения или повышения напряжения имеются средства регулирования напряжения; в случае разветвлённой сети одного номинального напряжения потери напряжения определяются от источника питания до каждой концевой подстанции, наибольшая $\Delta U_{нб}$ сравнивается с $\Delta U_{доп}$: в замкнутой сети или в сети с двухсторонним питанием наибольшие потери напряжения определяются от источника питания до точки раздела мощности; среди послеаварийных режимов требуется выбирать такой, при котором потери напряжения увеличиваются на наибольшую величину. В разветвлённой сети с двухцепными линиями такой

послеаварийный режим обусловлен отключением одной цепи в линии с наибольшим значением потерь напряжения.

Потеря напряжения в режиме максимальных нагрузок

Активное сопротивление линии:

$$R_{\text{л}} = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot l,$$

где r_0 – удельное активное сопротивление провода, n – количество параллельных цепей в линии.

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{\text{л}} = \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot l$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление провода.

Потери напряжения в линии:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R_{\text{л}} + Q \cdot X_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}}$$

где P – активная мощность, передаваемая по линии, – реактивная мощность, передаваемая по линии, $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение линии.

Потери активной мощности в линии:

$$\Delta P = \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{л}}$$

где S – полная мощность, передаваемая по линии.

Справочные данные проводов [1] стр. 61 табл. Б2.

Линия ИП-1

Провод АС-240, $l=19$ км, $r_0=0,118$ Ом/км, $x_0=0,435$ Ом/км

$R_{\text{л}}=0,118 \cdot 19=2,24$ Ом, $X_{\text{л}}=0,435 \cdot 19=8,26$ Ом;

$P=72,82$ МВт, $Q=36,81$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{72,82 \cdot 2,24 + 36,81 \cdot 8,26}{220 \cdot 1,07} = 1,98 \text{ кВ};$$

$$\Delta P = \frac{81,6^2}{(220 \cdot 1,07)^2} \cdot 2,24 = 0,21 \text{ МВт},$$

где 1,07- коэффициент в режиме наибольших нагрузок.

Линия 1-5

Провод АС-240, $l=25$ км,

$R_{\text{л}}=0,118 \cdot 25=2,95$ Ом, $X_{\text{л}}=0,435 \cdot 25=10,87$ Ом;

$P=55,82$ МВт, $Q=28,22$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{55,82 \cdot 2,95 + 28,22 \cdot 10,87}{220} = 2,14 \text{ кВ};$$

$$\Delta P = \frac{62,55^2}{220^2} \cdot 2,95 = 0,189 \text{ МВт}.$$

Линия 5-4

Провод АС-240, $l=41$ км,

$R_{\text{л}}=0,118 \cdot 41=4,83$ Ом, $X_{\text{л}}=0,435 \cdot 41=17,83$ Ом;

$$P=21,82\text{МВт}, \quad Q=11,02\text{Мвар};$$

$$\Delta U = \frac{21,82 \cdot 4,83 + 11,02 \cdot 17,83}{220} = 1,37 \text{ кВ};$$

$$\Delta P = \frac{24,45^2}{220^2} \cdot 4,83 = 0,047 \text{ МВт}.$$

Линия 4-3

Провод АС-240, $l=21\text{км}$,
 $R_{\text{л}}=0,118 \cdot 21=2,47\text{Ом}$, $X_{\text{л}}=0,435 \cdot 21=9,13 \text{ Ом}$;
 $P=12,17\text{МВт}$, $Q=6,57\text{Мвар}$;

$$\Delta U = \frac{12,17 \cdot 2,47 + 6,16 \cdot 9,13}{220} = 0,39 \text{ кВ};$$

$$\Delta P = \frac{13,64^2}{220^2} \cdot 2,47 = 0,007 \text{ МВт}.$$

Линия 3-2

Провод АС-240, $l=35 \text{ км}$,
 $R_{\text{л}}=0,118 \cdot 35=4,13\text{Ом}$, $X_{\text{л}}=0,435 \cdot 35=15,22\text{Ом}$;
 $P=40,17\text{МВт}$, $Q=21,68 \text{ Мвар}$;

$$\Delta U = \frac{40,17 \cdot 4,13 + 20,3 \cdot 15,22}{220} = 2,15 \text{ кВ};$$

$$\Delta P = \frac{45,01^2}{220^2} \cdot 4,13 = 0,137 \text{ МВт}.$$

Линия ИП'-2

Провод АС-240, $l=34 \text{ км}$,
 $R_{\text{л}}=0,118 \cdot 34=4,012\text{Ом}$, $X_{\text{л}}=0,435 \cdot 34=14,79 \text{ Ом}$;
 $P=59,17\text{МВт}$, $Q=31,94\text{Мвар}$;

$$\Delta U = \frac{59,17 \cdot 4,012 + 29,91 \cdot 14,79}{220 \cdot 1,07} = 2,88 \text{ кВ};$$

$$\Delta P = \frac{66,3^2}{(220 \cdot 1,07)^2} \cdot 8,29 = 0,25 \text{ МВт},$$

где 1,07- коэффициент в режиме наибольших нагрузок.

Суммарные потери напряжения до точки потокарздела:

$$\Delta U_{\Sigma \text{ИП-1-5-4}}=1,98+2,14+1,37=5,5 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\Sigma \text{ИП-1-5-4}\%}=\frac{5,5}{220} \cdot 100\% = 2,5\%;$$

$$\Delta U_{\Sigma \text{ИП'-2-3-4}}=2,88+2,15+0,39=5,44 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\Sigma \text{РЭС-2-4-1}\%}=\frac{5,44}{220} \cdot 100\% = 2,47\%;$$

$$\Delta U_{\Sigma \text{ИП-1-5-4}\%}=2,5\% < \Delta U_{\text{доп}}=15\%. \text{ Данное условие выполняется.}$$

Потеря напряжения в послеаварийном режиме

Обрыв линии ИП-1:

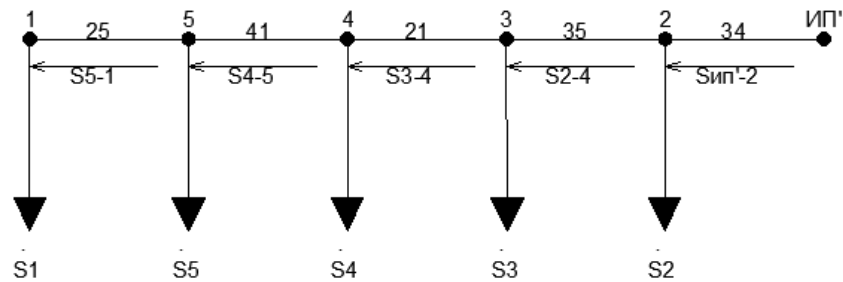


Рисунок 2.10 – Схема распределения мощностей в послеаварийном режиме варианта №1. Отключение линии ИП-1

Мощности, протекающие в линиях:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{5-1} &= 17 + j8,59 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{4-5} &= 89,82 + j45,41 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{3-4} &= 123,82 + j62,6 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{2-3} &= 151,82 + j76,75 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{\text{ИП}'-2} &= 170,82 + j86,35 \text{ МВА}. \\ \dot{S}_{5-1} &= 19,05 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{4-5} &= 100,65 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{3-4} &= 138,75 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{2-3} &= 170,12 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{\text{ИП}'-2} &= 191,41 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Линия 1-5

Провод АС-240, $l=25$ км,
 $P=17$ МВт, $Q=8,59$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{17 \cdot 2,95 + 8,59 \cdot 10,87}{220} = 0,65 \text{ кВ};$$

Линия 5-4

Провод АС-240, $l=41$ км,
 $P=89,82$ МВт, $Q=45,41$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{89,82 \cdot 4,83 + 45,41 \cdot 17,83}{220} = 5,65 \text{ кВ};$$

Линия 4-3

Провод АС-240, $l=21$ км,
 $P=123,82$ МВт, $Q=62,6$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{123,82 \cdot 2,47 + 62,6 \cdot 9,13}{220} = 3,99 \text{ кВ};$$

Линия 3-2

Провод АС-240, $l=35$ км,
 $P=151,82$ МВт, $Q=76,75$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{151,82 \cdot 4,13 + 76,75 \cdot 15,22}{220} = 8,16 \text{ кВ};$$

Линия 2-ИП'

Провод АС-240, l=34 км,

P=170,82МВт, Q=86,35Мвар;

$$\Delta U = \frac{170,82 \cdot 4,012 + 86,35 \cdot 14,79}{220 \cdot 1,1} = 8,1 \text{ кВ},$$

где 1,1 – коэффициент в послеаварийном режиме.

Суммарные потери напряжения:

$$\Delta U_{\Sigma 4-3-2-ИП'} = 3,99 + 8,16 + 8,1 = 20,26 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\Sigma 4-3-2-ИП'} \% = \frac{20,26}{220} \cdot 100\% = 9,21\%;$$

$$\Delta U_{\Sigma \%} = 9,21\% < \Delta U_{\text{доп}} = 20\%.$$

Вариант 1 проходит по допустимой потере напряжения в послеаварийном режиме.

Все результаты расчетов варианта 1 сведем в таблицу 2.2.1.

Таблица 2.2 Результаты расчетов для варианта 1

Участок	ИП-1	1-5	5-4	4-3	3-2	ИП'-2
Uном, кВ	220	220	220	220	220	220
I, А	200,13	164,15	64,16	35,81	118,14	162,63
Jэк, А/мм2	1	1	1	1	1	1
Грасч, мм2	200,13	164,15	64,16	35,81	118,14	162,63
Гст, мм2	240	240	240	240	240	240
Марка провода	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32
Идл.доп, А	610	610	610	610	610	610
L, км	19	25	41	21	35	34
R0, Ом/км	0,118	0,118	0,118	0,118	0,118	0,118
X0, Ом/км	0,435	0,435	0,435	0,435	0,435	0,435
Rл, Ом	2,242	2,95	4,838	2,478	4,13	4,012
Xл, Ом	8,265	10,875	17,835	9,135	15,225	14,79
P, МВт	72,82	55,82	21,82	12,17	40,17	59,17
Q, Мвар	36,81	28,22	11,02	6,16	20,3	29,91

$\Delta U, \text{кВ}$	1,98	2,14	1,37	0,39	2,15	2,88
$\Delta P, \text{МВт}$	0,21	0,189	0,047	0,007	0,137	0,25

$$\Delta P_{\Sigma T} = 0,85 \text{ МВт.}$$

Проверка варианта №2

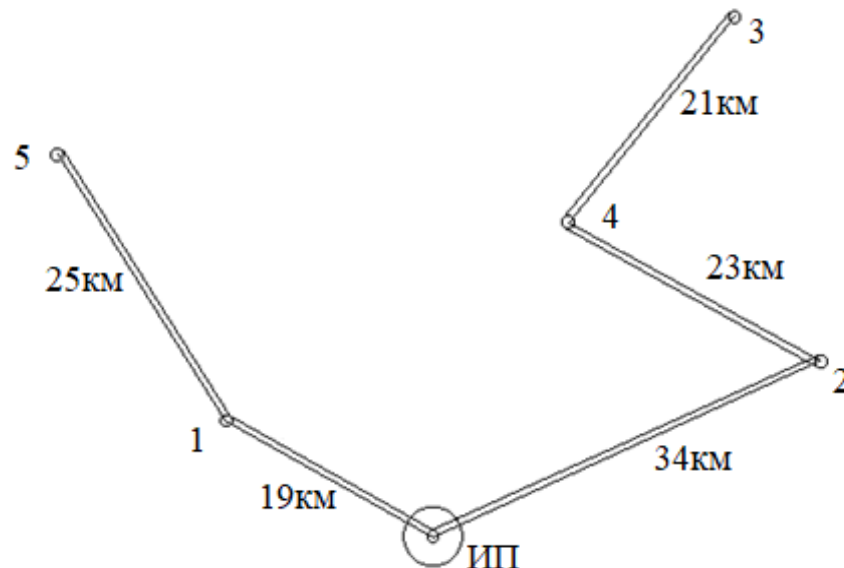


Рисунок 2.11 – Схема №2

Режим максимальных нагрузок

Распределение мощности:

$$\dot{S}_{1-5} = \dot{S}_5 = (34 + j17,19) \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{ИП-1} = \dot{S}_{1-5} + \dot{S}_1 = 34 + j17,19 + 17 + j8,59 = 51 + j25,78 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-3} = \dot{S}_3 = 28 + j14,16 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-4} = \dot{S}_{4-3} + \dot{S}_4 = 28 + j14,16 + 34 + j17,19 = 62 + j31,35 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{ИП-2} = \dot{S}_{2-4} + \dot{S}_2 = 62 + j31,35 + 19 + j9,61 = 81 + j40,96 \text{ МВА}.$$

Полные мощности, протекающие в линиях:

$$\dot{S}_{1-5} = (34 + j17,19) \text{ МВА}, \quad \dot{S}_{1-5} = 38,09 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{ИП-1} = (51 + j25,78) \text{ МВА}, \quad \dot{S}_{ИП-1} = 57,14 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-3} = (28 + j14,16) \text{ МВА}, \quad \dot{S}_{4-3} = 31,37 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-4} = (62 + j31,35) \text{ МВА}, \quad \dot{S}_{2-4} = 69,47 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{ИП-2} = (81 + j40,96) \text{ МВА}, \quad \dot{S}_{ИП-2} = 90,76 \text{ МВА}.$$

Принимаем, что номинальное напряжение в проектируемом районе $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$.

Находим ток в линиях в режиме максимальных нагрузок:

$$I_{\text{ИП-1}} = \frac{S_{\text{ИП-1}}}{2 \cdot \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} \cdot 1,07} = \frac{57,14 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1,07} = 140,15 \text{ A};$$

$$I_{1-5} = \frac{S_{1-5}}{2 \cdot \sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} = \frac{38,09 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 99,98 \text{ A};$$

$$I_{\text{ИП-2}} = \frac{S_{\text{ИП-2}}}{2 \cdot \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} \cdot 1,07} = \frac{90,76 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1,07} = 222,6 \text{ A};$$

$$I_{2-4} = \frac{S_{2-4}}{2 \cdot \sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} = \frac{69,47 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 182,32 \text{ A};$$

$$I_{4-3} = \frac{S_{2-4}}{2 \cdot \sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} = \frac{31,37 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 82,34 \text{ A},$$

где 1,07 – коэффициент в режиме наибольших нагрузок.

Сечения проводов:

$$F_{\text{ИП-1}} = \frac{140,15}{1} = 140,15 \text{ мм}^2, \quad \text{выбираем провод АС-150/24 } I_{\text{доп}}=450 \text{ A};$$

$$F_{1-5} = \frac{99,9}{1} = 99,9 \text{ мм}^2, \quad \text{выбираем провод АС-95/16 } I_{\text{доп}}=330 \text{ A};$$

$$F_{\text{ИП-2}} = \frac{222,6}{1} = 222,6 \text{ мм}^2, \quad \text{выбираем провод АС-240/32 } I_{\text{доп}}=610 \text{ A};$$

$$F_{2-4} = \frac{182,32}{1} = 182,32 \text{ мм}^2, \quad \text{выбираем провод АС-185/29 } I_{\text{доп}}=510 \text{ A};$$

$$F_{4-3} = \frac{82,34}{1} = 82,34 \text{ мм}^2, \quad \text{выбираем провод АС-95/16 } I_{\text{доп}}=330 \text{ A}.$$

Выбранное сечение проводов проверяем по допустимому току в послеаварийном режиме.

Обрыв 1 цепи ИП-1:

Распределение мощности при обрыве участка ИП-1:

$$\dot{S}_{1-5} = \dot{S}_5 = 34 + j17,19 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{ИП-1}} = \dot{S}_{1-5} + \dot{S}_1 = 34 + j17,19 + 17 + j8,59 = 51 + j25,78 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-3} = \dot{S}_3 = 28 + j14,16 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-4} = \dot{S}_{4-3} + \dot{S}_4 = 28 + j14,16 + 34 + j17,19 = 62 + j31,35 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{ИП-2}} = \dot{S}_{2-4} + \dot{S}_2 = 62 + j31,35 + 19 + j9,61 = 81 + j40,96 \text{ МВА}.$$

Полные мощности, протекающие в линиях, при обрыве участка ИП-1:

$$\dot{S}_{1-5} = (34 + j17,19) \text{ МВА}, \quad \dot{S}_{1-5} = 38,09 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{ИП-1}} = (51 + j25,78) \text{ МВА}, \quad \dot{S}_{\text{ИП-1}} = 57,14 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-3} = (28 + j14,16) \text{ МВА}, \quad \dot{S}_{4-3} = 31,37 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-4} = (62 + j31,35) \text{ МВА}, \quad \dot{S}_{2-4} = 69,47 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{ИП-2}} = (81 + j40,96) \text{ МВА}, \quad \dot{S}_{\text{ИП-2}} = 90,76 \text{ МВА}.$$

Принимаем, что номинальное напряжение в проектируемом районе $U_{\text{НОМ}}=110 \text{ кВ}$.

Ток в линиях в послеаварийном режиме при обрыве ИП-1:

$$I_{\text{ИП-1}} = \frac{S_{\text{ИП-1}}}{1 \cdot \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} \cdot 1,1} = \frac{57,14 \cdot 10^3}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1,1} = 272,66 \text{ A};$$

$$I_{1-5} = \frac{S_{1-5}}{2 \cdot \sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} = \frac{38,09 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 99,98 \text{ A};$$

$$I_{\text{ИП-2}} = \frac{S_{\text{ИП-2}}}{2 \cdot \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} \cdot 1,07} = \frac{90,76 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1,1} = 216,54 \text{ А};$$

$$I_{2-4} = \frac{S_{2-4}}{2 \cdot \sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} = \frac{69,47 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 182,32 \text{ А};$$

$$I_{4-3} = \frac{S_{2-4}}{2 \cdot \sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} = \frac{31,37 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 82,34 \text{ А},$$

где 1,1 – коэффициент в послеаварийном режиме.

Обрыв цепи 1 ИП-2:

Распределение мощности при обрыве участка ИП-2:

$$\dot{S}_{1-5} = \dot{S}_5 = 34 + j17,19 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{ИП-1}} = \dot{S}_{1-5} + \dot{S}_1 = 34 + j17,19 + 17 + j8,59 = 51 + j25,78 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-3} = \dot{S}_3 = 28 + j14,16 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-4} = \dot{S}_{4-3} + \dot{S}_4 = 28 + j14,16 + 34 + j17,19 = 62 + j31,35 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{ИП-2}} = \dot{S}_{2-4} + \dot{S}_2 = 62 + j31,35 + 19 + j9,61 = 81 + j40,96 \text{ МВА}.$$

Полные мощности, протекающие в линиях, при обрыве участка ИП-1:

$$\dot{S}_{1-5} = (34 + j17,19) \text{ МВА}, \quad \dot{S}_{1-5} = 38,09 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{ИП-1}} = (51 + j25,78) \text{ МВА}, \quad \dot{S}_{\text{ИП-1}} = 57,14 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-3} = (28 + j14,16) \text{ МВА}, \quad \dot{S}_{4-3} = 31,37 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-4} = (62 + j31,35) \text{ МВА}, \quad \dot{S}_{2-4} = 69,47 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{ИП-2}} = (81 + j40,96) \text{ МВА}, \quad \dot{S}_{\text{ИП-2}} = 90,76 \text{ МВА}.$$

Принимаем, что номинальное напряжение в проектируемом районе $U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$.

Ток в линиях в послеаварийном режиме при обрыве ИП-2:

$$I_{\text{ИП-1}} = \frac{S_{\text{ИП-1}}}{2 \cdot \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} \cdot 1,07} = \frac{57,14 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1,1} = 136,33 \text{ А};$$

$$I_{1-5} = \frac{S_{1-5}}{2 \cdot \sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} = \frac{38,09 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 99,98 \text{ А};$$

$$I_{\text{ИП-2}} = \frac{S_{\text{ИП-2}}}{1 \cdot \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} \cdot 1,07} = \frac{90,76 \cdot 10^3}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1,1} = 433,09 \text{ А};$$

$$I_{2-4} = \frac{S_{2-4}}{2 \cdot \sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} = \frac{69,47 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 182,32 \text{ А};$$

$$I_{4-3} = \frac{S_{2-4}}{2 \cdot \sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} = \frac{31,37 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 82,34 \text{ А},$$

где 1,1 – коэффициент в послеаварийном режиме.

Выбранные провода прошли проверку по допустимому току в послеаварийном режиме.

Потеря напряжения в режиме максимальных нагрузок

Справочные данные ВЛ со сталеалюминевыми проводами [1] стр. 61 табл.

БЗ.

Таблица 2.3 Справочные данные по проводам ВЛ

Марка провода	$R_0, \text{Ом}$	$X_0, \text{Ом}$
Провод АС-240	0,118	0,405
Провод АС-95	0,301	0,434
Провод АС-185	0,159	0,413
Провод АС-150	0,204	0,42

Линия ИП-1

Провод АС-150, $l=19$ км,

$R_{\text{Л}}=0,204 \cdot 19 \cdot 0,5=1,93$ Ом, $X_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,42 \cdot 19=3,99$ Ом;

$P=51$ МВт, $Q=25,78$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{51 \cdot 1,93 + 25,78 \cdot 3,99}{110 \cdot 1,07} = 1,71 \text{ кВ};$$

$$\Delta P = \frac{57,14^2}{(110 \cdot 1,07)^2} \cdot 1,93 = 0,456 \text{ МВт},$$

где 1,07 – коэффициент в режиме наибольших нагрузок.

Линия 1-5

Провод АС-95, $l=25$ км,

$R_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,301 \cdot 25=3,76$ Ом, $X_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,434 \cdot 25=5,42$ Ом;

$P=34$ МВт, $Q=17,19$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{34 \cdot 3,76 + 17,19 \cdot 5,42}{110} = 2,01 \text{ кВ};$$

$$\Delta P = \frac{38,09^2}{110^2} \cdot 3,76 = 0,45 \text{ МВт}.$$

Линия ИП-2

Провод АС-240, $l=34$ км,

$R_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,118 \cdot 34=2$ Ом, $X_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,405 \cdot 34=6,88$ Ом;

$P=81$ МВт, $Q=40,96$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{81 \cdot 2 + 40,96 \cdot 6,88}{110 \cdot 1,07} = 3,77 \text{ кВ};$$

$$\Delta P = \frac{90,76^2}{(110 \cdot 1,07)^2} \cdot 2 = 1,19 \text{ МВт},$$

где 1,07 – коэффициент в режиме наибольших нагрузок.

Линия 2-4

Провод АС-185, $l=23$ км,

$R_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,159 \cdot 23=1,82$ Ом, $X_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,413 \cdot 23=4,74$ Ом;

$P=62$ МВт, $Q=31,35$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{62 \cdot 1,82 + 31,35 \cdot 4,74}{110} = 2,38 \text{ кВ};$$

$$\Delta P = \frac{69,76^2}{110^2} \cdot 1,82 = 0,72 \text{ МВт};$$

Линия 4-3

Провод АС-95, $l=21$ км,

$R_{\text{л}}=0,5 \cdot 0,301 \cdot 21=3,16$ Ом, $X_{\text{л}}=0,5 \cdot 0,434 \cdot 21=4,55$ Ом;

$P=28$ МВт, $Q=14,16$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{28 \cdot 3,16 + 14,16 \cdot 4,55}{110} = 1,39 \text{ кВ};$$

$$\Delta P = \frac{31,37^2}{110^2} \cdot 3,16 = 0,25 \text{ МВт}.$$

Суммарные потери напряжения:

$$\Delta U_{\Sigma \text{ИП-1-5}} = 1,71 + 2 = 3,72 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{\Sigma \text{ИП-1-5}\%} = \frac{3,72}{110} \cdot 100\% = 3,72\%$$

$$\Delta U_{\Sigma \text{ИП-2-4-3}} = 3,77 + 2,38 + 1,39 = 7,55 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\Sigma \text{ИП-2-4-3}\%} = \frac{7,55}{110} \cdot 100\% = 6,86\%$$

$$\Delta U_{\text{нб}} = \Delta U_{\Sigma \text{ИП-2-4-3}\%} = 6,86\% < \Delta U_{\text{доп}} = 15\%.$$

Потеря напряжения в послеаварийном режиме

При обрыве цепи 1 ИП-1

Линия ИП-1

Провод АС-150, $l=19$ км,

$R_{\text{л}}=0,204 \cdot 19 \cdot 2=7,75$ Ом, $X_{\text{л}}=2 \cdot 0,42 \cdot 19=15,96$ Ом;

$P=51$ МВт, $Q=25,78$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{51 \cdot 7,75 + 25,78 \cdot 15,96}{110 \cdot 1,1} = 6,66 \text{ кВ},$$

где 1,1 – коэффициент в послеаварийном режиме.

Линия 1-5

Провод АС-95, $l=25$ км,

$R_{\text{л}}=0,5 \cdot 0,301 \cdot 25=3,76$ Ом, $X_{\text{л}}=0,5 \cdot 0,434 \cdot 25=5,42$ Ом;

$P=34$ МВт, $Q=17,19$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{34 \cdot 3,76 + 17,19 \cdot 5,42}{110} = 2,01 \text{ кВ};$$

Линия ИП-2

Провод АС-240, $l=34$ км,

$R_{\text{л}}=0,5 \cdot 0,118 \cdot 34=2$ Ом, $X_{\text{л}}=0,5 \cdot 0,405 \cdot 34=6,88$ Ом;

$P=81$ МВт, $Q=40,96$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{81 \cdot 2 + 40,96 \cdot 6,88}{110 \cdot 1,1} = 3,67 \text{ кВ},$$

где 1,1 – коэффициент в послеаварийном режиме.

Линия 2-4

Провод АС-185, $l=23$ км,

$R_{\text{л}}=0,5 \cdot 0,159 \cdot 23=1,82$ Ом, $X_{\text{л}}=0,5 \cdot 0,413 \cdot 23=4,74$ Ом;

$P=62$ МВт, $Q=31,35$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{62 \cdot 1,82 + 31,35 \cdot 4,74}{110} = 2,38 \text{ кВ};$$

Линия 4-3

Провод АС-95, $l=21$ км,

$R_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,301 \cdot 21=3,16$ Ом, $X_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,434 \cdot 21=4,55$ Ом;

$P=28$ МВт, $Q=14,16$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{28 \cdot 3,16 + 14,16 \cdot 4,55}{110} = 1,39 \text{ кВ};$$

Суммарные потери напряжения:

$\Delta U_{\Sigma \text{ИП-1-5}}=6,66+2=8,67$ кВ,

$$\Delta U_{\Sigma \text{ИП-1-5}\%} = \frac{8,67}{110} \cdot 100\% = 7,88\%$$

$\Delta U_{\Sigma \text{ИП-2-4-3}}=6,88+4,74+4,55=7,44$ кВ

$$\Delta U_{\Sigma \text{ИП-2-4-3}\%} = \frac{7,44}{110} \cdot 100\% = 6,77\%$$

$\Delta U_{\text{нб}}=\Delta U_{\Sigma \text{ИП-1-5}\%}=7,88\% < \Delta U_{\text{доп}}=20\%$.

При обрыве цепи 1 ИП-2

Линия ИП-1

Провод АС-150, $l=19$ км,

$R_{\text{Л}}=0,204 \cdot 19 \cdot 0,5=1,93$ Ом, $X_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,42 \cdot 19=3,99$ Ом;

$P=51$ МВт, $Q=25,78$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{51 \cdot 1,93 + 25,78 \cdot 3,99}{110 \cdot 1,1} = 1,66 \text{ кВ},$$

где 1,1 – коэффициент в послеаварийном режиме.

Линия 1-5

Провод АС-95, $l=25$ км,

$R_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,301 \cdot 25=3,76$ Ом, $X_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,434 \cdot 25=5,42$ Ом;

$P=34$ МВт, $Q=17,19$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{34 \cdot 3,76 + 17,19 \cdot 5,42}{110} = 2,01 \text{ кВ};$$

Линия ИП-2

Провод АС-240, $l=34$ км,

$R_{\text{Л}}=2 \cdot 0,118 \cdot 34=8,024$ Ом, $X_{\text{Л}}=2 \cdot 0,405 \cdot 34=27,54$ Ом;

$P=81$ МВт, $Q=40,96$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{81 \cdot 8,024 + 40,96 \cdot 27,54}{110 \cdot 1,1} = 14,69 \text{ кВ},$$

где 1,1 – коэффициент в послеаварийном режиме.

Линия 2-4

Провод АС-185, $l=23$ км,

$R_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,159 \cdot 23=1,97$ Ом, $X_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,413 \cdot 23=5,1$ Ом;

$P=62$ МВт, $Q=31,35$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{62 \cdot 1,97 + 31,35 \cdot 5,1}{110} = 2,57 \text{ кВ};$$

Линия 4-3

Провод АС-95, $l=21$ км,

$R_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,301 \cdot 21=3,16$ Ом, $X_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,434 \cdot 21=4,55$ Ом;

$$P=28\text{МВт},$$

$$Q=14,16\text{Мвар};$$

$$\Delta U = \frac{28 \cdot 3,16 + 14,16 \cdot 4,55}{110} = 1,39 \text{ кВ};$$

Суммарные потери напряжения:

$$\Delta U_{\Sigma \text{ИП-1-5}} = 1,66 + 2 = 3,67 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{\Sigma \text{ИП-1-5}\%} = \frac{3,67}{110} \cdot 100\% = 3,34\%$$

$$\Delta U_{\Sigma \text{ИП-2-4-3}} = 14,69 + 2,57 + 1,39 = 18,66$$

$$\Delta U_{\Sigma \text{ИП-2-4-3}\%} = \frac{18,66}{110} \cdot 100\% = 16,96\%$$

$$\Delta U_{\text{нб}} = \Delta U_{\Sigma \text{ИП-1-5}\%} = 16,96\% < \Delta U_{\text{доп}} = 20\%.$$

Вариант №2 проходит по допустимой потере напряжения в послеаварийном режиме.

Все результаты расчетов варианта №2 сведем в таблицу 2.2.3.

Таблица 2.4 Результаты расчетов для варианта 2

Участок	ИП-1	1-5	ИП-2	2-4	4-3
$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	110	110	110	110	110
$I, \text{А}$	140,15	99,9	222,61	182,32	82,34
$J_{\text{эк}}, \text{А/мм}^2$	1	1	1	1	1
$F_{\text{расч}}, \text{мм}^2$	140,15	99,9	222,61	182,32	82,34
$F_{\text{ст}}, \text{мм}^2$	240	70	120	150	70
Марка провода	АС-150/24	АС-95/16	АС-240/32	АС-185/29	АС-95/16
$I_{\text{дл.доп}}, \text{А}$	450	330	610	510	330
$L, \text{км}$	19	25	34	23	21
$R_0, \text{Ом/км}$	0,204	0,301	0,118	0,159	0,301
$X_0, \text{Ом/км}$	0,42	0,434	0,405	0,413	0,434
$R_{\text{л}}, \text{Ом}$	1,938	3,762	2,006	1,828	3,16
$X_{\text{л}}, \text{Ом}$	3,99	5,425	6,885	4,7495	4,557
$P, \text{МВт}$	51	34	81	62	28
$Q, \text{Мвар}$	25,78	17,19	40,96	31,35	14,16
$\Delta U, \text{кВ}$	1,71	2,01	3,77	2,38	1,39
$\Delta P, \text{МВт}$	0,456	0,451	1,19	0,72	0,25

$$\Delta P_{\Sigma l} = 3,08 \text{ МВт}.$$

Проверка варианта №3

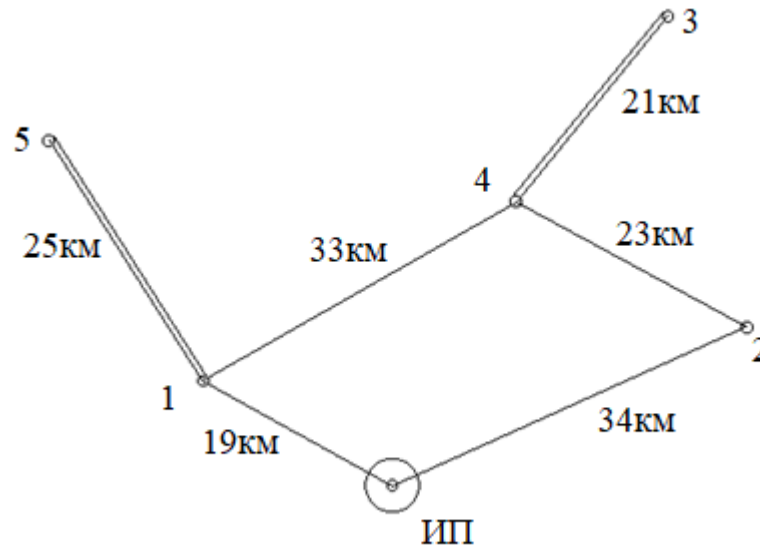


Рисунок 2.12 – Схема №3

Рассекаем кольцо ИП-1-4-2 в точке ИП

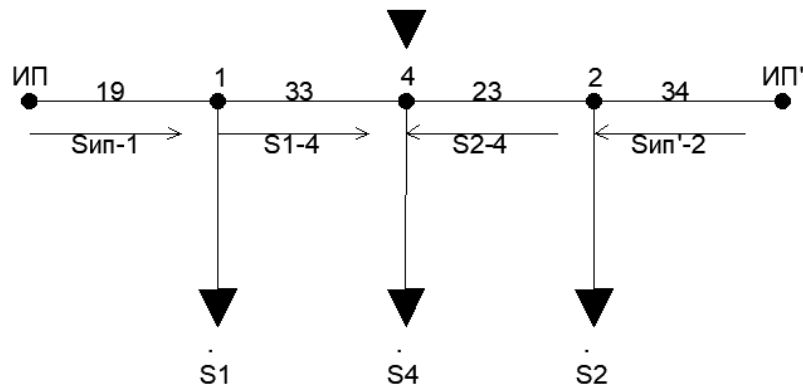


Рисунок 2.13 – Схема распределения мощностей в максимальном режиме варианта №3. Рассечение кольца ИП-1-4-2

Потоки мощности в линиях для головных участков ИП-1 и ИП'-2:

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_{ИП-1} &= \frac{\dot{S}_1 \cdot l_{1-ИП'} + \dot{S}_4 \cdot l_{4-ИП'}}{\sum l_{ij}} + \\
 &\quad + \frac{\dot{S}_2 \cdot l_{2-ИП'}}{\sum l_{ij}} = \\
 &= \frac{(17 + j8,56) \cdot (33 + 23 + 34) + (34 + j17,19) \cdot (23 + 34) + (19 + j9,61) \cdot 23}{(33 + 23 + 34)} \\
 &= 37,74 + j19,05 \text{ МВА;} \\
 \dot{S}_{ИП'-2} &= \frac{\dot{S}_2 \cdot l_{2-ИП} + \dot{S}_4 \cdot l_{4-ИП}}{\sum l_{ij}} + \\
 &\quad + \frac{\dot{S}_1 \cdot l_{1-ИП}}{\sum l_{ij}} =
 \end{aligned}$$

$$= \frac{(19 + j9,61) \cdot (19 + 33 + 23) + (34 + j17,19) \cdot (19 + 33) + (17 + j8,56)}{(19 + 33 + 23 + 34)} \\ = 32,25 + j16,3 \text{ МВА.}$$

Проверка найденных потоков мощности:

$$\dot{S}_{\text{ИП}-1} + \dot{S}_{\text{ИП}'-2} = \dot{S}_1 + \dot{S}_4 + \dot{S}_2; \\ 70 + j35,36 \approx 70 + j35,36 \text{ МВА.}$$

Проверка пройдена успешно.

Расчет мощностей для остальных участков произведем по I закону Кирхгофа:

$$\text{Узел 1: } \dot{S}_{\text{ИП}-1} - \dot{S}_1 - \dot{S}_{1-4} = 0; \\ \dot{S}_{1-4} = \dot{S}_{\text{ИП}-1} - \dot{S}_1 = (37,74 + j19,05) - (17 + j8,56) = 20,74 + j23,24 \text{ МВА;}$$

$$\text{Узел 2: } \dot{S}_{\text{ИП}'-2} - \dot{S}_2 - \dot{S}_{2-4} = 0; \\ \dot{S}_{2-4} = \dot{S}_{\text{ИП}'-2} - \dot{S}_2 = (32,25 + j16,3) - (19 + j9,61) = 13,25 + j6,69 \text{ МВА.}$$

Произведем проверку по балансу мощностей узла 4, являющегося в нашем случае точкой потокораздела.

$$\dot{S}_{1-4} + \dot{S}_{2-4} = \dot{S}_4 \\ 34 + j17,19 \approx 34 + j17,19 \text{ МВА.}$$

Проверка показала правильность расчета распределения мощности.

Полные мощности, протекающие в линиях:

$$\dot{S}_{\text{ИП}-1} = 42,28 \text{ МВА,}$$

$$\dot{S}_{1-4} = 36,14 \text{ МВА,}$$

$$\dot{S}_{2-4} = 23,24 \text{ МВА,}$$

$$\dot{S}_{\text{ИП}'-2} = 14,85 \text{ МВА.}$$

Принимаем, что номинальное напряжение в проектируемой линии $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ.}$

Тогда ток в линиях в режиме максимальных нагрузок:

$$I_{\text{ИП}-1} = \frac{S_{\text{ИП}-1}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}} \cdot 1,07} = \frac{42,28 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1,07} = 103,6 \text{ А;}$$

$$I_{1-4} = \frac{S_{1-4}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{36,14 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 88,64 \text{ А;}$$

$$I_{4-2} = \frac{S_{3-2}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{23,24 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 61 \text{ А;}$$

$$I_{\text{ИП}'-2} = \frac{S_{\text{ИП}'-2}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}} \cdot 1,07} = \frac{14,85 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1,07} = 38,9 \text{ А,}$$

где 1,07 – коэффициент в режиме наибольших нагрузок.

Сечения проводов:

$$F_{\text{ИП}-1} = \frac{103,6}{1} = 103,6 \text{ мм}^2, \quad \text{выбираем провод АС-240/32} \quad I_{\text{доп}} = 610 \text{ А;}$$

$$F_{1-4} = \frac{88,64}{1} = 88,64 \text{ мм}^2, \quad \text{выбираем провод АС-240/32} \quad I_{\text{доп}} = 610 \text{ А;}$$

$$F_{4-2} = \frac{61}{1} = 61 \text{ мм}^2, \quad \text{выбираем провод АС-240/32} \quad I_{\text{доп}} = 610 \text{ А;}$$

$$F_{\text{ИП}'-2} = \frac{38,97}{1} = 38,97 \text{ мм}^2, \text{ выбираем провод АС-240/32 } I_{\text{доп}} = 610 \text{ А.}$$

Выбранные сечения проводов необходимо проверить по допустимому току в послеаварийном режиме.

Обрыв линии ИП-1:

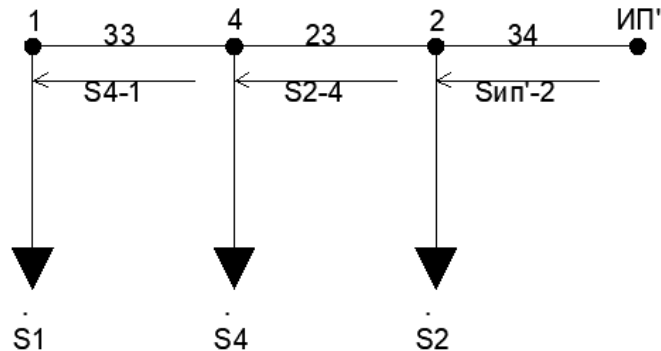


Рисунок 2.14 – Схема распределения мощностей в послеаварийном режиме варианта №3. Отключение линии ИП-1 в кольце ИП-1-4-2

Распределение мощности:

$$\dot{S}_{1-4} = \dot{S}_1 = 17 + j8,56 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-2} = \dot{S}_{1-4} + \dot{S}_4 = 17 + j8,56 + 34 + j17,19 = 51 + j25,75 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{ИП}'-2} = \dot{S}_{4-2} + \dot{S}_2 = 51 + j25,75 + 19 + j9,61 = 70 + j35,36 \text{ МВА.}$$

Полные мощности, протекающие в линиях:

$$\dot{S}_{1-4} = 19,03 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-2} = 57,13 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{ИП}'-2} = 78,42 \text{ МВА.}$$

Ток в линиях в послеаварийном режиме:

$$I_{1-4} = \frac{S_{1-4}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{19,03 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 49,95 \text{ А};$$

$$I_{4-2} = \frac{S_{4-2}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{57,13 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 149,93 \text{ А};$$

$$I_{\text{ИП}'-2} = \frac{S_{\text{ИП}'-2}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}} \cdot 1,1} = \frac{78,52 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1,1} = 187,1 \text{ А},$$

где 1,1 – коэффициент в послеаварийном режиме.

Обрыв линии ИП'-2:

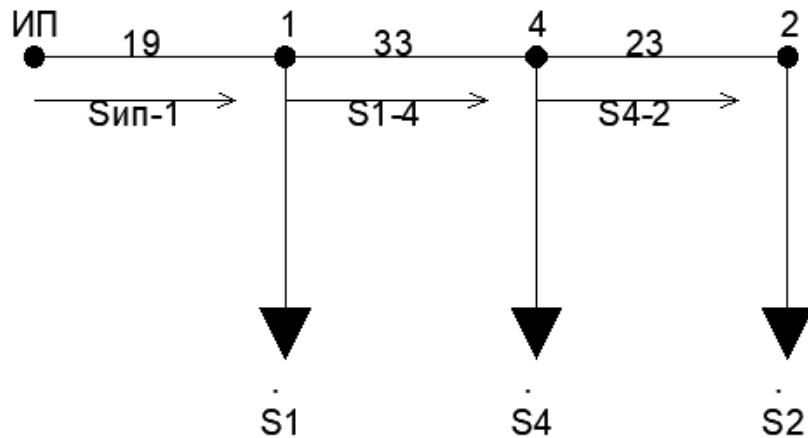


Рисунок 2.15 – Схема распределения мощностей в послеаварийном режиме варианта №3. Отключение линии ИП'-2 в кольце ИП-1-4-2

Распределение мощности:

$$\dot{S}_{4-2} = \dot{S}_2 = 19 + j9,61 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{1-4} = \dot{S}_{4-2} + \dot{S}_4 = 19 + j9,61 + 34 + j17,19 = 53 + j26,8 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{ИП}-1} = \dot{S}_{1-4} + \dot{S}_1 = 53 + j26,8 + 17 + j17,19 = 70 + j78,42 \text{ МВА}.$$

Полные мощности, протекающие в линиях:

$$\dot{S}_{4-2} = 21,29 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{1-4} = 59,39 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{ИП}-1} = 78,42 \text{ МВА}.$$

Ток в линиях в послеаварийном режиме:

$$I_{4-2} = \frac{S_{4-2}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{21,29 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 55,58 \text{ А};$$

$$I_{1-4} = \frac{S_{1-4}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{59,39 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 155,86 \text{ А};$$

$$I_{\text{ИП}-1} = \frac{S_{\text{ИП}-1}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}} \cdot 1,1} = \frac{78,42 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1,1} = 187,1 \text{ А},$$

где 1,1 – коэффициент в послеаварийном режиме.

Вывод: $I_{\text{доп}} > I_{\text{раб.нагр}}$ для всех участков линий.

Рассмотрим участок 5-1:

Мощность, протекающая в линии:

$$\dot{S}_{1-5} = \dot{S}_{\text{ИП}-1} + \dot{S}_{1-4} + \dot{S}_1 = 37,74 + j19,05 + 20,74 + j10,49 + 17 + j8,56 = 75,48 + j38,1 \text{ МВА}.$$

Полная мощность:

$$\dot{S}_{1-5} = 84,56 \text{ МВА}.$$

Принимаем, что номинальное напряжение в проектируемой линии $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$.

Находим ток в линиях в режиме максимальных нагрузок:

$$I_{1-5} = \frac{S_{1-5}}{2 \cdot \sqrt{3} U_{\text{ном}} \cdot 1,07} = \frac{84,56 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 221,9 \text{ A.}$$

Сечение провода:

$$F_{1-5} = \frac{221,9}{1} = 221,9 \text{ мм}^2, \quad \text{выбираем провод АС-240/32} \quad I_{\text{доп}} = 610 \text{ A};$$

Выбранное сечение провода необходимо поверить по допустимому току в послеаварийном режиме.

Обрыв 1 цепи в линии 5-1:

Мощность, протекающая в линии:

$$\dot{S}_{1-5} = \dot{S}_{\text{ИП-1}} + \dot{S}_{1-4} + \dot{S}_1 = 37,74 + j19,05 + 20,74 + j10,49 + 17 + j8,56 = 75,48 + j38,1 \text{ МВА.}$$

Полная мощность:

$$\dot{S}_{1-5} = 84,56 \text{ МВА.}$$

Ток в линии в послеаварийном режиме:

$$I_{1-5} = \frac{S_{1-5}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{84,56 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 443,82 \text{ A};$$

Выбранный провод прошел проверку по допустимому току в аварийном режиме.

Рассмотрим участок 4-3:

Мощность, протекающая в линии:

$$\dot{S}_{4-3} = \dot{S}_{1-4} + \dot{S}_{2-4} + \dot{S}_4 = 20,74 + j10,49 + 13,25 + j6,69 + 34 + j17,19 = 68 + j34,38 \text{ МВА.}$$

Полная мощность:

$$\dot{S}_{4-3} = 76,19 \text{ МВА.}$$

Принимаем, что номинальное напряжение в проектируемой линии $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$.

Находим ток в линиях в режиме максимальных нагрузок:

$$I_{4-3} = \frac{S_{4-3}}{2 \cdot \sqrt{3} U_{\text{ном}} \cdot 1,07} = \frac{76,19 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 199,9 \text{ A.}$$

Сечение провода:

$$F_{4-3} = \frac{199,9}{1} = 199,9 \text{ мм}^2, \quad \text{выбираем провод АС-240/32} \quad I_{\text{доп}} = 610 \text{ A};$$

Выбранное сечение провода необходимо поверить по допустимому току в послеаварийном режиме.

Обрыв 1 цепи в линии 4-3:

Мощность, протекающая в линии:

$$\dot{S}_{4-3} = \dot{S}_{1-4} + \dot{S}_{2-4} + \dot{S}_4 = 20,74 + j10,49 + 13,25 + j6,69 + 34 + j17,19 = 68 + j34,38 \text{ МВА.}$$

Полная мощность:

$$\dot{S}_{4-3} = 76,19 \text{ МВА.}$$

Ток в линии в послеаварийном режиме:

$$I_{4-3} = \frac{S_{4-3}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{76,19 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 399,9 \text{ A};$$

Выбранный провод прошел проверку по допустимому току в аварийном режиме.

Потеря напряжения в режиме максимальных нагрузок

Линия ИП-1

Провод АС-240, $l=19$ км,

$R_{\text{л}}=0,118 \cdot 19=2,24$ Ом, $X_{\text{л}}=0,405 \cdot 19=7,69$ Ом;

$P=37,74$ МВт, $Q=19,05$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{37,74 \cdot 2,24 + 19,05 \cdot 7,69}{220 \cdot 1,07} = 0,98 \text{ кВ};$$

$$\Delta P = \frac{42,28^2}{(220 \cdot 1,07)^2} \cdot 2,24 = 0,07 \text{ МВт},$$

где 1,07 – коэффициент в режиме максимальных нагрузок.

Линия 1-5

Провод АС-240, $l=25$ км,

$R_{\text{л}}=0,5 \cdot 0,118 \cdot 25=1,47$ Ом, $X_{\text{л}}=0,5 \cdot 0,405 \cdot 25=5,06$ Ом;

$P=75,48$ МВт, $Q=38,1$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{75,48 \cdot 1,47 + 38,1 \cdot 5,06}{110} = 2,76 \text{ кВ};$$

$$\Delta P = \frac{85,78^2}{110^2} \cdot 1,47 = 0,87 \text{ МВт}$$

Линия ИП-2

Провод АС-240, $l=34$ км,

$R_{\text{л}}=0,118 \cdot 34=4$ Ом, $X_{\text{л}}=0,405 \cdot 34=13,77$ Ом;

$P=32,25$ МВт, $Q=16,03$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{32,25 \cdot 4 + 16,03 \cdot 13,77}{220 \cdot 1,07} = 1,5 \text{ кВ};$$

$$\Delta P = \frac{36,14^2}{(220 \cdot 1,07)^2} \cdot 4 = 0,09 \text{ МВт},$$

где 1,07 – коэффициент в режиме максимальных нагрузок.

Линия 2-4

Провод АС-240, $l=23$ км,

$R_{\text{л}}=0,118 \cdot 23=2,71$ Ом, $X_{\text{л}}=0,405 \cdot 23=9,3$ Ом;

$P=13,25$ МВт, $Q=6,69$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{13,25 \cdot 2,71 + 6,69 \cdot 9,3}{220} = 0,44 \text{ кВ};$$

$$\Delta P = \frac{14,85^2}{220^2} \cdot 2,71 = 0,012 \text{ МВт}$$

Линия 4-3

Провод АС-240, $l=21$ км,

$R_{\text{л}}=0,5 \cdot 0,118 \cdot 21=1,23$ Ом, $X_{\text{л}}=0,5 \cdot 0,405 \cdot 21=4,25$ Ом;

$$P=68\text{МВт},$$

$$Q=34,38\text{Мвар};$$

$$\Delta U = \frac{68 \cdot 1,23 + 34,38 \cdot 4,56}{110} = 2,09 \text{ кВ};$$

$$\Delta P = \frac{76,19^2}{110^2} \cdot 1,23 = 0,59 \text{ МВт}$$

Линия 1-4

Провод АС-240, $l=33 \text{ км}$,

$R_{\text{л}}=0,118 \cdot 33=3,89 \text{ Ом}$, $X_{\text{л}}=0,405 \cdot 33=13,36 \text{ Ом}$;

$P=20,74\text{МВт}$, $Q=10,49\text{Мвар}$;

$$\Delta U = \frac{20,74 \cdot 3,89 + 10,49 \cdot 13,36}{220} = 1 \text{ кВ};$$

$$\Delta P = \frac{23,24^2}{220^2} \cdot 3,89 = 0,043 \text{ МВт}$$

Суммарные потери напряжения:

$$\Delta U_{\Sigma(5-1)+(3-4)}=2,76+2,09=4,86\text{кВ};$$

$$\Delta U_{\Sigma(5-1)+(3-4)\%}=\frac{4,86}{110} = 4,41\%;$$

$$\Delta U_{\Sigma(\text{ИП-1})+(1-4)}=0,98+1=1,98\text{кВ};$$

$$\Delta U_{\Sigma(\text{ИП-1})+(1-4)\%}=\frac{1,98}{220} = 0,9\%;$$

$$\Delta U_{\Sigma(\text{ИП-2})+(2-4)}=1,5+0,44=1,95\text{кВ};$$

$$\Delta U_{\Sigma(\text{ИП-2})+(2-4)\%}=\frac{1,95}{220} = 0,88\%;$$

$$\Delta U_{\Sigma(5-1)+(3-4)\%} = 4,41\% < \Delta U_{\text{доп}}=15 \text{ \%}.$$

Данная схема проходит по потерям напряжения в режиме наибольших нагрузок.

Рассмотрим потери в послеаварийном режиме:

Обрыв участка ИП-1:

Распределение мощности:

$$\dot{S}_{1-4} = \dot{S}_1 = 17 + j8,59\text{МВА};$$

$$\dot{S}_{4-2} = \dot{S}_{1-4} + \dot{S}_4 = 17 + j8,59 + 34 + j17,19 = 51 + j25,78 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{ИП}'-2} = \dot{S}_{4-2} + \dot{S}_2 = 51 + j25,75 + 19 + j9,61 = 70 + j35,36 \text{ МВА}.$$

$$\dot{S}_{5-1} = \dot{S}_1 + \dot{S}_{1-4} = 17 + j8,59 + 17 + j8,59 = 34 + j17,18\text{МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{3-4} &= \dot{S}_4 + \dot{S}_{1-4} + \dot{S}_{4-2} = 17 + j8,59 + 34 + j17,19 + 51 + j25,78 \\ &= 102 + j51,56\text{МВА}. \end{aligned}$$

Полные мощности, протекающие в линиях:

$$\dot{S}_{1-4} = 19,04 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-2} = 57,14 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{ИП}'-2} = 78,43 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{5-1} = 38,09\text{МВА};$$

$$\dot{S}_{3-4} = 114,29\text{МВА}.$$

Линия 1-5

Провод АС-240, $l=25$ км,

$R_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,118 \cdot 25=1,47$ Ом, $X_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,405 \cdot 25=5,06$ Ом;

$P=34$ МВт, $Q=18,36$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{34 \cdot 1,47 + 17,18 \cdot 5,06}{110} = 1,24 \text{ кВ};$$

Линия ИП-2

Провод АС-240, $l=34$ км,

$R_{\text{Л}}=0,118 \cdot 34=4$ Ом, $X_{\text{Л}}=0,405 \cdot 34=13,77$ Ом;

$P=70$ МВт, $Q=35,39$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{70 \cdot 4 + 35,39 \cdot 13,77}{220 \cdot 1,1} = 3,17 \text{ кВ};$$

где 1,1 – коэффициент в послеаварийном режиме.

Линия 2-4

Провод АС-240, $l=23$ км,

$R_{\text{Л}}=0,118 \cdot 23=2,71$ Ом, $X_{\text{Л}}=0,405 \cdot 23=9,31$ Ом;

$P=51$ МВт, $Q=25,78$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{51 \cdot 2,71 + 25,78 \cdot 9,31}{220} = 1,72 \text{ кВ};$$

Линия 4-3

Провод АС-240, $l=21$ км,

$R_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,118 \cdot 21=1,23$ Ом, $X_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,405 \cdot 21=4,25$ Ом;

$P=102$ МВт, $Q=51,56$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{102 \cdot 1,23 + 51,56 \cdot 4,25}{110} = 3,14 \text{ кВ};$$

Линия 1-4

Провод АС-240, $l=33$ км,

$R_{\text{Л}}=0,118 \cdot 33=3,89$ Ом, $X_{\text{Л}}=0,405 \cdot 33=13,36$ Ом;

$P=17$ МВт, $Q=8,56$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{17 \cdot 3,89 + 8,56 \cdot 13,36}{220} = 0,82 \text{ кВ};$$

Суммарные потери напряжения:

$$\Delta U_{\Sigma \text{ИП-2-4}} = 3,17 + 1,72 = 4,89 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\Sigma \text{ИП-2-4-1}} \% = \frac{4,89}{220} \cdot 100\% = 2,22\%;$$

$$\Delta U_{\Sigma(1-5)+(4-3)} = 1,24 + 3,14 = 4,38 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\Sigma(1-5)+(4-3)} \% = \frac{4,38}{110} \cdot 100\% = 3,98\%;$$

$$\Delta U_{\Sigma(1-5)+(4-3)} \% = 3,98\% < \Delta U_{\text{доп}} = 20\%.$$

Обрыв участка ИП-2:

Распределение мощности:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{4-2} &= \dot{S}_2 = 19 + j9,61 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{1-4} &= \dot{S}_{4-2} + \dot{S}_4 = 19 + j9,61 + 34 + j17,19 = 53 + j26,8 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{\text{ИП-1}} &= \dot{S}_{1-4} + \dot{S}_1 = 53 + j26,8 + 17 + j17,19 = 70 + j78,42 \text{ МВА}. \\ \dot{S}_{5-1} &= \dot{S}_1 + \dot{S}_{1-4} + \dot{S}_{\text{ИП-1}} = 17 + j8,59 + 53 + j26,8 + 70 + j35,39 \\ &= 140 + j156,87 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{3-4} &= \dot{S}_4 + \dot{S}_{1-4} = 34 + j17,19 + 53 + j26,8 = 87 + j43,99 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Полные мощности, протекающие в линиях:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{4-2} &= 21,29 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{1-4} &= 59,39 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{\text{ИП-1}} &= 78,43 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{5-1} &= 156,87 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{3-4} &= 97,48 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Линия ИП-1

Провод АС-240, $l=19$ км,

$R_{\text{Л}}=0,118 \cdot 19=2,24$ Ом, $X_{\text{Л}}=0,405 \cdot 19=7,69$ Ом;

$P=70$ МВт, $Q=37,8$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{70 \cdot 2,24 + 35,39 \cdot 7,69}{220 \cdot 1,1} = 1,77 \text{ кВ};$$

где 1,1 – коэффициент в режиме максимальных нагрузок.

Линия 1-5

Провод АС-240, $l=25$ км,

$R_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,118 \cdot 25=1,47$ Ом, $X_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,405 \cdot 25=5,06$ Ом;

$P=140$ МВт, $Q=70,78$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{140 \cdot 1,47 + 70,78 \cdot 5,06}{110} = 5,13 \text{ кВ};$$

Линия 2-4

Провод АС-240, $l=23$ км,

$R_{\text{Л}}=0,118 \cdot 23=2,71$ Ом, $X_{\text{Л}}=0,405 \cdot 23=9,31$ Ом;

$P=19$ МВт, $Q=9,61$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{19 \cdot 2,71 + 9,61 \cdot 9,31}{220} = 0,64 \text{ кВ};$$

Линия 4-3

Провод АС-240, $l=21$ км,

$R_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,118 \cdot 21=1,23$ Ом, $X_{\text{Л}}=0,5 \cdot 0,405 \cdot 21=4,25$ Ом;

$P=87$ МВт, $Q=43,99$ Мвар;

$$\Delta U = \frac{87 \cdot 1,23 + 43,99 \cdot 4,25}{110} = 2,68 \text{ кВ};$$

Линия 1-4

Провод АС-240, $l=33$ км,

$R_{\text{Л}}=0,118 \cdot 33=3,89$ Ом, $X_{\text{Л}}=0,405 \cdot 33=13,36$ Ом;

$$P=53\text{МВт},$$

$$Q=26,8\text{Мвар};$$

$$\Delta U = \frac{53 \cdot 3,89 + 26,8 \cdot 13,36}{220} = 2,56\text{кВ};$$

Суммарные потери напряжения:

$$\Delta U_{\Sigma\text{ИП-1-4}}=1,77+2,56=4,34\text{кВ};$$

$$\Delta U_{\Sigma\text{ИП-1-4}\%}=\frac{4,34}{220} \cdot 100\% = 1,97\%;$$

$$\Delta U_{\Sigma(1-5)+(4-3)}=5,13+2,68=7,81\text{кВ};$$

$$\Delta U_{\Sigma(1-5)+(4-3)\%}=7,81 \cdot 100\% = 7,1\%;$$

$$\Delta U_{\Sigma(1-5)+(4-3)\%}=7,1\%<\Delta U_{\text{доп}}=20 \text{ \%}.$$

Данная схема проходит по потерям напряжения в послеаварийном режиме.

Таблица 2.5 Результаты расчетов для варианта 3

Участок	ИП-1	1-4	ИП-2	2-4	1-5	4-3
$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	220	220	220	220	110	110
$I, \text{А}$	103,72	61	88,65	38,98	221,97	199,99
$J_{\text{эк}}, \text{А/мм}^2$	1	1	1	1	1	1
$F_{\text{расч}}, \text{мм}^2$	103,72	61	88,65	38,98	221,97	199,99
$F_{\text{ст}}, \text{мм}^2$	240	240	240	240	240	70
Марка провода	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32
$I_{\text{дл.доп}}, \text{А}$	610	610	610	610	610	610
$L, \text{км}$	19	33	34	23	25	21
$R_0, \text{Ом/км}$	0,118	0,118	0,118	0,118	0,118	0,422
$X_0, \text{Ом/км}$	0,405	0,405	0,405	0,405	0,405	0,405
$R_{\text{л}}, \text{Ом}$	2,24	3,89	4,012	2,714	1,47	1,23
$X_{\text{л}}, \text{Ом}$	7,69	13,36	13,77	9,31	5,06	4,25
$P, \text{МВт}$	37,74	20,74	32,25	13,25	75,48	68
$Q, \text{Мвар}$	19,07	10,48	16,31	6,7	38,15	34,38
$\Delta U, \text{кВ}$	0,98	1	1,5	0,44	2,76	2,09
$\Delta P, \text{МВт}$	0,07	0,04	0,094	0,012	0,87	0,59

$$\Delta P_{\Sigma} = 1,68 \text{ МВт}.$$

2.3 Экономическое сравнение вариантов по приведенным затратам

На третьем этапе наиболее рациональные варианты схем и номинального напряжения сети подвергается технико-экономическому сравнению по приведённым затратам. Каждый из этих вариантов разработан с выбором схем всех подстанций, с расчетом потерь электроэнергии, с определением параметров всех линий и трансформаторов, и т. п.

В данном курсовом проекте не производится выбор определённых типов выключателей 35-220 кВ. При оценке стоимости ячеек выключателей руководствовались следующими соображениями: обычно на подстанциях с малым числом выключателей (10 и менее) не рекомендуется установка воздушных выключателей. Учитываемое при сравнении вариантов схемы сети число ячеек выключателей на заданном источнике питания района принимается равным числу отходящих от него линий. Число ячеек выключателей, комплектов отделителей и короткозамыкателей подстанции проектируемой сети определяется по конкретным схемам этих подстанций в сравниваемых вариантах.

Принимается, что установка двух трансформаторов на понижающей подстанции обеспечивает надёжность электроснабжения, необходимую для потребителей 1 категории, и является экономически целесообразным решением для таких случаев. В связи с этим установка на подстанции трёх и более трансформаторов не рассматривается. Номинальные мощности понижающих трансформаторов выбираются по условиям нормальных режимов работы и отключений одного из них. Так как в данном проекте не учитываются конкретные графики нагрузок трансформаторов, то выбор их номинальных мощностей производится приближённо: в нормальных режимах работы нагрузка трансформаторов, как правило, не должна быть больше номинальной, а при отключении одного из трансформаторов второй трансформатор не должен перегружаться более чем на 40% сверх номинальной.

Условия выбора номинальной мощности трансформаторов для двухтрансформаторных подстанций:

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{S_{\text{max}}}{1,4}$$

где S_{max} – максимальная нагрузка подстанции.

При сравнении вариантов по приведённым затратам в общем случае учитываются стоимости линий, ячеек выключателей, комплектов отделителей и короткозамыкателей, трансформаторов, КУ, отчисления на амортизацию, текущий и капитальные ремонты и обслуживание всего перечисленного выше электрооборудования, стоимость потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах, а также стоимость недоотпущенной потребителям электроэнергии в тех вариантах, в которых имеются нерезервированные линии и (или) трансформаторы.

Все указанные технико-экономические показатели определяются лишь для тех частей схемы сети, в которых сравниваемые варианты отличаются друг от друга. В связи с этим допускается не учитывать заработную плату эксплуатационного персонала, принимая её примерно одинаковой во всех

вариантах. При сравнении вариантов схемы сети с одним и тем же номинальным напряжением, с одинаковым числом трансформаторов на подстанциях и с одинаковым размещением КУ не учитываются стоимости трансформаторов и КУ (нужных по условию баланса реактивной мощности), а также стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах.

После определения приведённых затрат сравниваемых вариантов производится окончательный выбор экономически целесообразной схемы и номинального напряжения сети.

На третьем этапе будем проводить сравнение вариантов №2 и №3.

Экономический расчёт варианта №2

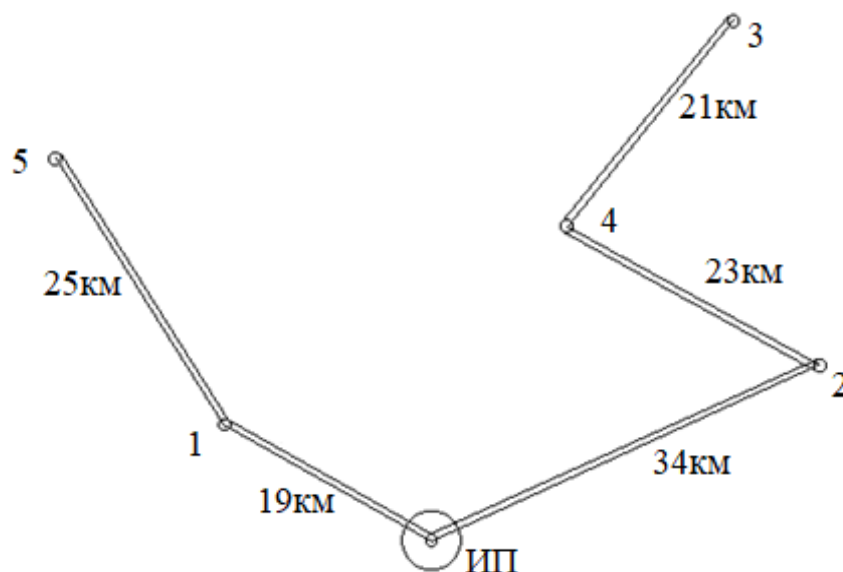


Рисунок 2.16 – Схема №2

Выбор трансформаторов, по условию возможной 40% перегрузки трансформаторов в послеаварийном режиме:

$$S_{\text{ном.тр.1}}^{\text{расч}} = \frac{S_{\text{нагр.1}}}{1,4} = \frac{19,05}{1,4} = 13,6 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ном.тр.2}}^{\text{расч}} = \frac{S_{\text{нагр.2}}}{1,4} = \frac{21,29}{1,4} = 15,2 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ном.тр.3}}^{\text{расч}} = \frac{S_{\text{нагр.3}}}{1,4} = \frac{31,37}{1,4} = 22,41 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ном.тр.4}}^{\text{расч}} = \frac{S_{\text{нагр.4}}}{1,4} = \frac{38,1}{1,4} = 27,21 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ном.тр.5}}^{\text{расч}} = \frac{S_{\text{нагр.5}}}{1,4} = \frac{38,1}{1,4} = 27,21 \text{ МВА}.$$

Таблица 2.6 Каталожные данные выбранных трансформаторов

№ трансформаторной ПС	Количество, шт.	Марка трансформатора	$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$			$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$	Стоимость за шт., тыс.руб.
				ВН	СН	НН				
1	2	ТДН-16000 / 110	16	115	-	11	85	19	0,7	5900
2	2	ТДН-16000 / 110	16	115	-	11	85	19	0,7	5900
3	2	ТРДН-25000 / 110	25	115	-	10,5	120	27	0,7	7100
4	2	ТРДН-40000 / 110	40	115	-	10,5	172	36	0,65	8600
5	2	ТРДН-40000 / 110	40	115	-	10,5	172	36	0,65	8600

Т-трансформатор;

Р-расщепленная обмотка низшего напряжения;

Д-естественная циркуляция масла и принудительная циркуляция воздуха;

Н-с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН).

Определяем капитальные затраты на трансформаторы, устанавливаемые на подстанциях:

Суммарная расчётная стоимость трансформаторов:

ПС 1,2: $K_{\Sigma \text{тр.1,2}} = K_{\text{тр.1,2}} \cdot n \cdot 1,5 = 5900 \cdot 4 \cdot 1,5 = 35400 \text{ тыс. руб.}$

ПС 3: $K_{\Sigma \text{тр.3}} = K_{\text{тр.3,4,5}} \cdot n \cdot 1,5 = 7100 \cdot 2 \cdot 1,5 = 21300 \text{ тыс. руб.}$

ПС 4,5: $K_{\Sigma \text{тр.4,5}} = K_{\text{тр.4,5}} \cdot n \cdot 1,5 = 8600 \cdot 4 \cdot 1,5 = 51600 \text{ тыс. руб.}$

$K_{\Sigma \text{тр}} = 35400 + 21300 + 51600 = 108300 \text{ тыс. руб.}$

n – количество трансформаторов;

1,5 – зональный повышающий коэффициент на базисную стоимость электросетевых объектов для Сибири (ПС);

$K_{\text{тр.}n}$ – стоимость трансформатора за шт.

Выбор линии ВЛ и определение капитальных затрат на их сооружение:

Район по гололеду -I по условию задания на проектирование. Выбираем стальные опоры, двухцепные, согласно схеме, напряжения 110 кВ.

Линия ИП-1: $l_1=19 \text{ км}$, $k_{\text{уд1}}=1280 \text{ тыс.руб/км}$;

Линия 1-5: $l_2=25 \text{ км}$, $k_{\text{уд2}}=1280 \text{ тыс.руб/км}$;

Линия ИП-2: $l_3=34 \text{ км}$, $k_{\text{уд3}}=1600 \text{ тыс.руб/км}$;

Линия 2-4: $l_4=23 \text{ км}$, $k_{\text{уд4}}=1280 \text{ тыс.руб/км}$;

Линия 4-3: $l_5=21 \text{ км}$, $k_{\text{уд5}}=1280 \text{ тыс.руб/км}$.

Капитальные вложения в линии:

$$K_{\text{л}} = k_{\text{попр.}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{уд}i} \cdot l_i,$$

$k_{\text{уд}i}$ – удельная стоимость одного км i -й линии, выбирается из справочника Файбисовича Д.Л. в зависимости от номинального напряжения, сечения провода и материала опоры;

$k_{\text{попр.}}$ – зональный повышающий коэффициент на базисную стоимость электросетевых объектов для Сибири (ВЛ).

$$K_{\text{л}} = 1,55 \cdot (1280 \cdot 2 \cdot 19 + 1280 \cdot 2 \cdot 25 + 1600 \cdot 2 \cdot 34 + 1280 \cdot 2 \cdot 23 + 1280 \cdot 2 \cdot 21) = 517824 \text{ тыс. руб.}$$

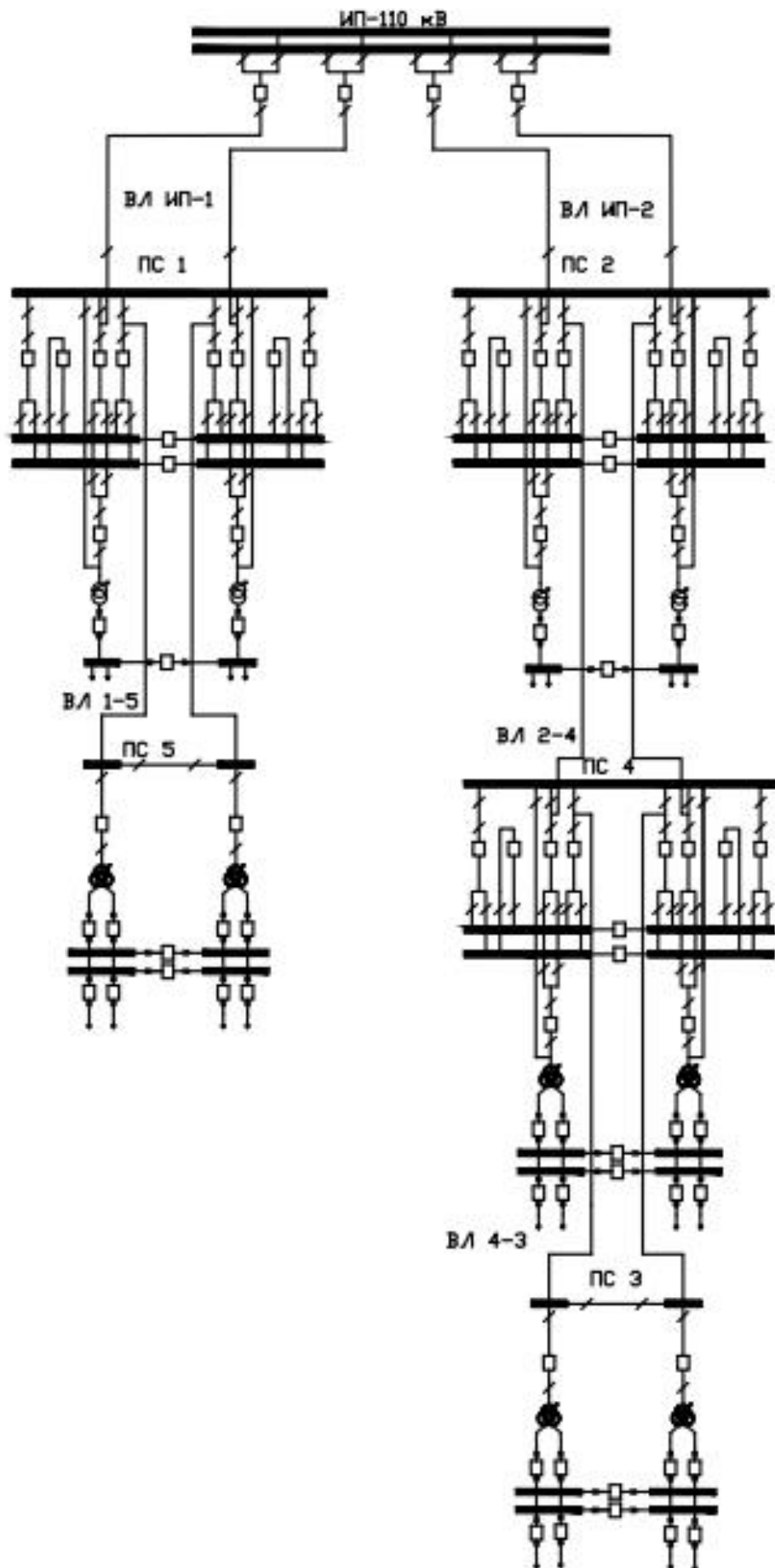


Рисунок 2.17 – Электрическая схема варианта №2

4) Выбор ОРУ и определение капитальных затрат на их сооружение

На ПС 1, 2, 3, 4, 5 устанавливаются ОРУ-110 кВ. Для ПС 1, 2, 4 выбираем схему подстанций 14 с элегазовыми выключателями, при $U_{ном} = 110$ кВ. Для ПС 3, 5 выбираем схему подстанций 4Н с элегазовыми выключателями, при $U_{ном} = 110$ кВ.

$$K_{\Sigma \text{ОРУ}110} = \sum_{i=1}^n K_{\text{ОРУ}} = \sum_{i=1}^n n_{\text{яч}i} \cdot k_{\text{выкл}i} \cdot k_{\text{попр.}} = 44 \cdot 7000 \cdot 1,5 = 462000 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{\Sigma \text{ОРУ}10} = \sum_{i=1}^n K_{\text{ОРУ}} = \sum_{i=1}^n n_{\text{яч}i} \cdot k_{\text{выкл}i} \cdot k_{\text{попр.}} = 36 \cdot 700 \cdot 1,5 = 37800 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{\Sigma \text{ОРУ}} = K_{\Sigma \text{ОРУ}110} + K_{\Sigma \text{ОРУ}10} = 462000 + 37800 = 499800 \text{ тыс. руб.};$$

$n_{\text{яч}i}$ - число ячеек выключателя на i - подстанции;

$k_{\text{выкл}i}$ - стоимость ячейки одного выключателя на i - подстанции;

$k_{\text{попр.}}$ - зональный повышающий коэффициент на базисную стоимость электросетевых объектов для Сибири (ПС).

5) Определяем общие капитальные затраты электрической схемы варианта №2.

$$K_{\text{Вар.2.}} = K_{\Sigma \text{тр.}} + K_{\Sigma \text{ОРУ}} + K_{\Sigma \text{Л}} = 108300 + 499800 + 517824 = 1125924 \text{ тыс. руб.}$$

Все укрупненные показатели стоимости взяты из справочника Файбисович Д.Л. стр.328-347[2].

6) Определяем ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание элементов электрической сети в % от капитальных затрат по[2]табл. 6.1-6.2.

а) Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание ВЛ определяем, где процент издержек для ВЛ-110 кВ на стальных опорах составляет 2,4 % от капитальных затрат на сооружение ВЛ., следовательно,:

$$И_{\Sigma \text{Л}} = K_{\Sigma \text{Л}} \cdot 0,024 = 517824 \cdot 0,024 = 12427,78 \text{ тыс. руб/год.}$$

б) Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание ОРУ, трансформаторов: процент издержек для ОРУ и трансформаторов для 110-220 кВ – 7,4%, следовательно:

$$И_{\Sigma \text{тр}} = K_{\Sigma \text{тр}} \cdot 0,074 = 108300 \cdot 0,074 = 8014,2 \text{ тыс. руб/год.}$$

$$И_{\Sigma \text{ОРУ}} = K_{\Sigma \text{ОРУ}} \cdot 0,074 = 499800 \cdot 0,074 = 36985,2 \text{ тыс. руб/год.}$$

в) Определяем суммарные ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание элементов эл. сети варианта №2.

$$И_{\Sigma \text{ам.обс}} = И_{\Sigma \text{тр.}} + И_{\Sigma \text{ОРУ}} + И_{\Sigma \text{Л}} = 8014,2 + 36985,2 + 12427,78 = 57427,18 \text{ тыс. руб/год.}$$

7) Определяем годовые потери электроэнергии в сети:

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta P_{\Sigma \text{Л}} \cdot \tau_{\text{нб}} + \Delta P_{\Sigma \text{ст}} \cdot T_{\text{год}} + \Delta P_{\Sigma \text{м}} \cdot \tau_{\text{нб}}$$

$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\Sigma \text{Л}} + \Delta P_{\Sigma \text{тр}}$ - суммарные потери активной мощности в сети варианта

№2;

где $\Delta P_{\Sigma л}$ - суммарные потери в линии;

где $\tau_{нб}$ - время потерь при максимальной нагрузке;

$\Delta P_{\Sigma тр}$ - суммарные потери в трансформаторах.

$$\tau_{нб} = \left(0,124 + \frac{T_{нб}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6000}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 4591,78 \text{ час},$$

$T_{нб}$ - продолжительность использования наибольшей нагрузки.

а) Потери активной мощности в линиях сети для 2 варианта (см. таблицу 2.4.):

$$\begin{aligned}\Delta P_{\Sigma л} &= P_{ип-1} + P_{1-5} + P_{ип-2} + P_{2-4} + P_{4-3} \\ &= 0,456 + 0,451 + 1,19 + 0,729 + 0,257 = \\ &= 3,087 \text{ МВт} = 3087 \text{ кВт}.\end{aligned}$$

$$\text{б) } \Delta P_{ст} = \Delta P_x \cdot n,$$

n – число параллельно включенных трансформаторов.

Находим потери в стали на ПС:

$$\text{ПС 1: } \Delta P_{ст1} = 19 \cdot 2 = 38 \text{ кВт};$$

$$\text{ПС 2: } \Delta P_{ст2} = 19 \cdot 2 = 38 \text{ кВт};$$

$$\text{ПС 3: } \Delta P_{ст3} = 27 \cdot 2 = 54 \text{ кВт};$$

$$\text{ПС 4: } \Delta P_{ст4} = 36 \cdot 2 = 72 \text{ кВт};$$

$$\text{ПС 5: } \Delta P_{ст5} = 36 \cdot 2 = 72 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma ст} = 38 + 38 + 54 + 72 + 72 = 274 \text{ кВт}.$$

Находим потери в меди на ПС:

$$\text{ПС 1: } \Delta P_{м1} = \frac{S_{нагр.1}^2 \cdot \Delta P_{К1}}{S_{ном1}^2 \cdot n} = \frac{19,05^2 \cdot 85}{16^2 \cdot 2} = 60,25 \text{ кВт};$$

$$\text{ПС 2: } \Delta P_{м2} = \frac{S_{нагр.2}^2 \cdot \Delta P_{К2}}{S_{ном2}^2 \cdot n} = \frac{21,29^2 \cdot 85}{16^2 \cdot 2} = 75,26 \text{ кВт};$$

$$\text{ПС 3: } \Delta P_{м3} = \frac{S_{нагр.3}^2 \cdot \Delta P_{К3}}{S_{ном3}^2 \cdot n} = \frac{31,37^2 \cdot 120}{25^2 \cdot 2} = 94,52 \text{ кВт};$$

$$\text{ПС 4: } \Delta P_{м4} = \frac{S_{нагр.4}^2 \cdot \Delta P_{К4}}{S_{ном4}^2 \cdot n} = \frac{38,1^2 \cdot 172}{40^2 \cdot 2} = 78,03 \text{ кВт};$$

$$\text{ПС 5: } \Delta P_{м5} = \frac{S_{нагр.5}^2 \cdot \Delta P_{К5}}{S_{ном5}^2 \cdot n} = \frac{38,1^2 \cdot 172}{40^2 \cdot 2} = 78,03 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma м} = 60,25 + 75,26 + 94,52 + 78,03 + 78,03 = 386,11 \text{ кВт};$$

Тогда суммарные потери в трансформаторах сети варианта №2 составляют:

$$\Delta P_{\Sigma тр} = 274 + 386,11 = 660,11 \text{ кВт} = 0,660 \text{ МВт}.$$

в) Следовательно, суммарные потери активной мощности в сети варианта №2:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\Sigma л} + \Delta P_{\Sigma тр} = 3,087 + 0,660 = 3,74 \text{ МВт}.$$

Годовые потери электроэнергии в сети:

$$\begin{aligned}\Delta W_{год} &= P_{\Sigma л} \cdot \tau_{нб} + \Delta P_{\Sigma ст} \cdot T_{год} + \Delta P_{\Sigma м} \cdot \tau_{нб} = 3087 \cdot 4591,78 + 274 \cdot 8760 + \\ &386,11 \cdot 4591,78 = 18351416 \text{ кВт/ч}\end{aligned}$$

Определяем издержки на потери электроэнергии в сети варианта №2

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\text{год}} \cdot \beta = \frac{18351416 \cdot 3}{1000} = 55054,25 \text{ тыс. руб.}$$

β – стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии.

Определяем суммарные ежегодные издержки варианта №2.

$$I_{\text{Вар.2}} = I_{\Delta W} + I_{\Sigma \text{ ам.обсл}} = 55054,25 + 57427,18 = 112481,4 \text{ тыс. руб./год.}$$

Определяем полные приведённые затраты варианта №2.

$$Z_{\text{Вар.2}} = p_n \cdot K_{\text{Вар.2}} + I_{\text{Вар.2}} = 0,125 \cdot 1125924 + 112481,4 = 253221,9 \text{ тыс. руб.}$$

p_n – величина, обратная сроку окупаемости.

Экономический расчет варианта №3

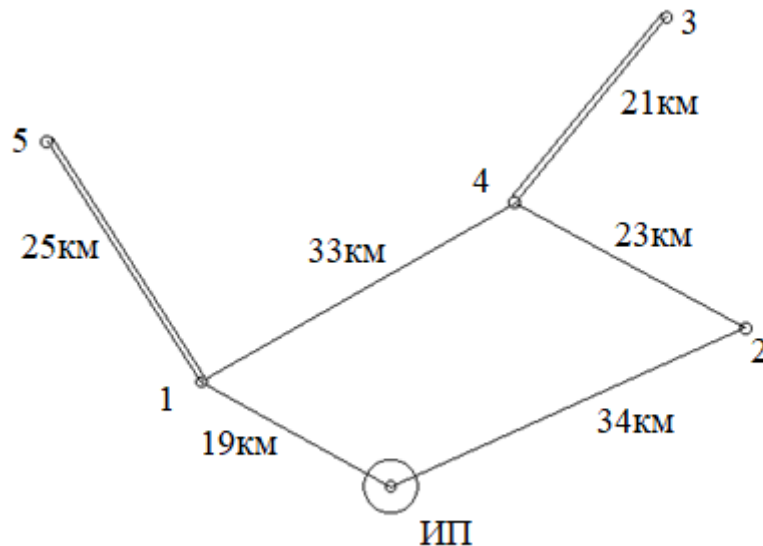


Рисунок 2.18 – Схема №3

Выбор трансформаторов, по условию возможной 40% перегрузки трансформаторов в послеаварийном режиме:

$$S_{\text{тип.АТ.1}}^{\text{расч}} = \frac{S_{\text{нагр.ср}}}{1,4} = \frac{84,58}{1,4} = 60,41 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ном.АТ.1}}^{\text{расч}} = \frac{S_{\text{тип.АТ.1}}^{\text{расч}}}{\left(1 - \frac{U_C}{U_B}\right)} = \frac{60,41}{\left(1 - \frac{110}{220}\right)} = 120,83 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ном.тр.2}}^{\text{расч}} = \frac{S_{\text{нагр.2}}}{1,4} = \frac{21,29}{1,4} = 15,2 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ном.тр.3}}^{\text{расч}} = \frac{S_{\text{нагр.3}}}{1,4} = \frac{31,37}{1,4} = 22,41 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{тип.АТ.4}}^{\text{расч}} = \frac{S_{\text{нагр.ср}}}{1,4} = \frac{76,19}{1,4} = 54,42 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ном.АТ.4}}^{\text{расч}} = \frac{S_{\text{тип.АТ.4}}^{\text{расч}}}{\left(1 - \frac{U_C}{U_B}\right)} = \frac{54,42}{\left(1 - \frac{110}{220}\right)} = 108,85 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ном.тр.5}}^{\text{расч}} = \frac{S_{\text{нагр.5}}}{1,4} = \frac{38,1}{1,4} = 27,21 \text{ МВА.}$$

Таблица 2.7 Каталожные данные выбранных автотрансформаторов и трансформаторов

№ трансформаторной ПС	Количество, шт.	Марка трансформатора	$S_{\text{ном}}, \text{MBA}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$			$\Delta P_{\text{кВ-С}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$	Стоимость за шт., тыс.руб.
				ВН	СН	НН				
1	2	АТДЦТН-125000 / 220/110	125	230	121	11	315	65	0,5	22900
2	2	ТРДН-40000 / 220	40	230	-	11	170	50	0,9	10900
3	2	ТРДН-25000 / 110	25	115	-	10,5	120	27	0,7	7100
4	2	АТДЦТН-125000 / 220/110	125	230	121	11	315	65	0,5	22900
5	2	ТРДН-40000 / 110	40	115	-	10,5	172	36	0,65	8600

Т-трансформатор;

Р-расщепленная обмотка низшего напряжения;

Д-естественная циркуляция масла и принудительная циркуляция воздуха;

Н-с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН);

А- автотрансформатор;

Т-трехфазный;

ДЦ – охлаждение с принудительной циркуляцией масла и воздуха с ненаправленным потоком масла;

ТН – трехобмоточный с регулированием напряжением под нагрузкой.

Определяем капитальные затраты на трансформаторы, устанавливаемые на подстанциях:

Суммарная расчётная стоимость трансформаторов:

ПС 1,4: $K_{\Sigma \text{ ат.1,4}} = K_{\text{ ат.1,4}} \cdot n \cdot 1,5 = 22900 \cdot 4 \cdot 1,5 = 137400$ тыс. руб;

ПС 2: $K_{\Sigma \text{ тр.2}} = K_{\text{ тр.2}} \cdot n \cdot 1,5 = 10900 \cdot 2 \cdot 1,5 = 32700$ тыс. руб;

ПС 3: $K_{\Sigma \text{ тр.3}} = K_{\text{ тр.3}} \cdot n \cdot 1,5 = 7100 \cdot 2 \cdot 1,5 = 21300$ тыс. руб;

ПС 5: $K_{\Sigma \text{ тр.5}} = K_{\text{ тр.5}} \cdot n \cdot 1,5 = 8600 \cdot 2 \cdot 1,5 = 25800$ тыс. руб;

$K_{\Sigma \text{ тр}} = 137400 + 32700 + 21300 + 25800 = 217200$ тыс. руб,

n – количество трансформаторов;

1,5 – зональный повышающий коэффициент на базисную стоимость электросетевых объектов для Сибири (ПС).;

$K_{\text{ тр.}n}$ – стоимость трансформатора за шт.

Выбор линии ВЛ и определение капитальных затрат на их сооружение:

Район по гололеду - I по условию задания на проектирование. Выбираем стальные опоры, двухцепные, согласно схеме, напряжения 110 кВ и одноцепные, согласно схеме напряжением 220кВ .

Линия ИП-1: $l_1=19$ км, $k_{\text{ уд1}}=1310$ тыс.руб/км;

Линия 1-5: $l_2=25$ км, $k_{\text{ уд2}}=1600$ тыс.руб/км;

Линия 1-4: $l_3=33$ км, $k_{\text{ уд3}}=1310$ тыс.руб/км;

Линия ИП-2: $l_4=34$ км, $k_{\text{ уд4}}=1310$ тыс.руб/км;

Линия 2-4: $l_5=23$ км, $k_{\text{ уд5}}=1310$ тыс.руб/км;

Линия 4-3: $l_6=21$ км, $k_{\text{ уд6}}=1600$ тыс.руб/км.

Капитальные вложения в линии:

$$K_{\text{ л}} = k_{\text{ попр.}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{ уд}i} \cdot l_i,$$

$k_{\text{ уд}i}$ - удельная стоимость одного км i -й линии, выбирается из справочника Файбисовича Д.Л. в зависимости от номинального напряжения, сечения провода и материала опоры;

$k_{\text{ попр.}}$ - зональный повышающий коэффициент на базисную стоимость электросетевых объектов для Сибири (ВЛ).

$$K_{\text{ л}} = 1,55 \cdot (1310 \cdot 19 + 1600 \cdot 2 \cdot 25 + 1310 \cdot 33 + 1310 \cdot 34 + 1310 \cdot 23 + 1600 \cdot 2 \cdot 21) = 449484,5 \text{ тыс. руб.}$$

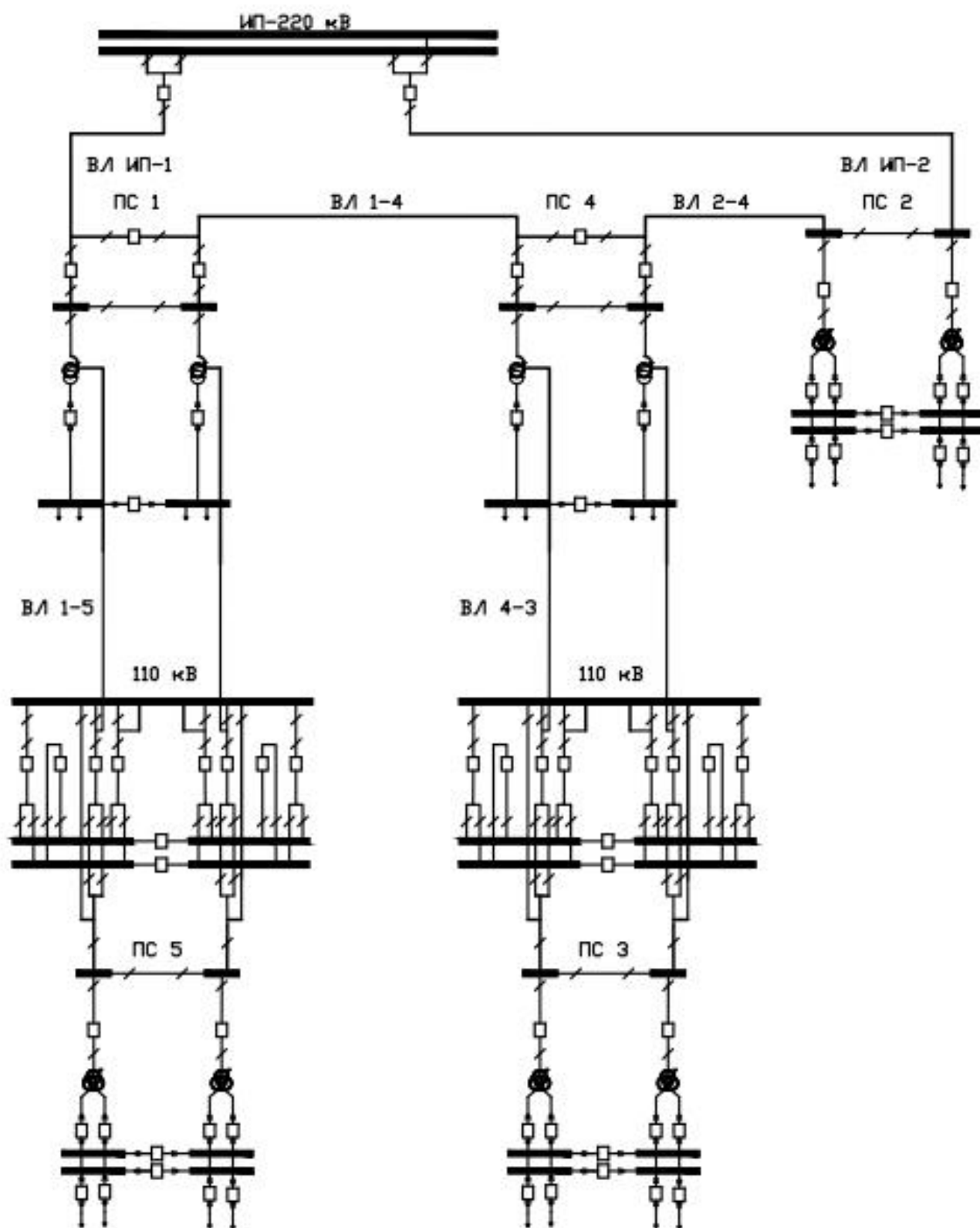


Рисунок 2.19 – Электрическая схема варианта №3

4) Выбор ОРУ и определение капитальных затрат на их сооружение

На ПС 1, 3 устанавливаются ОРУ-110 кВ, выбираем схему 14 с элегазовыми выключателями. Для ПС 5, 3 выбираем схему подстанций 4Н с элегазовыми выключателями, при $U_{ном} = 110$ кВ. Для ПС 1, 4, 2 выбираем схему подстанций 5Н с элегазовыми выключателями, при $U_{ном} = 220$ кВ.

$$K_{\Sigma \text{ОРУ}220} = \sum_{i=1}^n K_{\text{ОРУ}} = \sum_{i=1}^n n_{\text{яч}i} \cdot k_{\text{выкл}i} \cdot k_{\text{попр.}} = 10 \cdot 12500 \cdot 1,5 = 187500 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{\Sigma \text{ОРУ}110} = \sum_{i=1}^n K_{\text{ОРУ}} = \sum_{i=1}^n n_{\text{яч}i} \cdot k_{\text{выкл}i} \cdot k_{\text{попр.}} = 24 \cdot 7000 \cdot 1,5 = 252000 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{\Sigma \text{ОРУ}10} = \sum_{i=1}^n K_{\text{ОРУ}} = \sum_{i=1}^n n_{\text{яч}i} \cdot k_{\text{выкл}i} \cdot k_{\text{попр.}} = 36 \cdot 700 \cdot 1,5 = 37800 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{\Sigma \text{ОРУ}} = K_{\Sigma \text{ОРУ}220} + K_{\Sigma \text{ОРУ}110} + K_{\Sigma \text{ОРУ}10} = 187500 + 252000 + 37800 = 477300 \text{ тыс. руб.};$$

$n_{\text{яч}i}$ - число ячеек выключателя на i - подстанции;

$k_{\text{выкл}i}$ - стоимость ячейки одного выключателя на i - подстанции;

$k_{\text{попр.}}$ - зональный повышающий коэффициент на базисную стоимость электросетевых объектов для Сибири (ПС).

5) Определяем общие капитальные затраты электрической схемы варианта №3.

$$K_{\text{Вар.3.}} = K_{\Sigma \text{тр.}} + K_{\Sigma \text{ОРУ}} + K_{\Sigma \text{Л}} = 217200 + 477300 + 449484,5 = 1143985 \text{ тыс. руб.}$$

Все укрупненные показатели стоимости взяты из справочника Файбисович Д.Л. стр.328-347[2].

б) Определяем ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание элементов электрической сети в % от капитальных затрат по[2]табл. 6.1-6.2.

а) Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание ВЛ определяем, где процент издержек для ВЛ-110 кВ на стальных опорах составляет 2,4 % от капитальных затрат на сооружение ВЛ, следовательно:

$$И_{\Sigma \text{Л}} = K_{\Sigma \text{Л}} \cdot 0,024 = 449484,5 \cdot 0,024 = 10787,63 \text{ тыс. руб/год.}$$

б) Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание ОРУ, трансформаторов: процент издержек для ОРУ и трансформаторов для 110кВ - 7,4%, 220 кВ – 6,4%, следовательно:

$$\begin{aligned} И_{\Sigma \text{тр}} &= K_{\Sigma \text{тр}110} \cdot 0,074 + K_{\Sigma \text{тр}220} \cdot 0,064 \\ &= (21300 + 25800) \cdot 0,074 + (32700 + 137400) \cdot 0,064 \\ &= 14371,8 \text{ тыс. руб/год.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\Sigma \text{ОРУ}} &= K_{\Sigma \text{ОРУ}10-110} \cdot 0,074 + K_{\Sigma \text{ОРУ}220} \cdot 0,064 \\ &= (37800 + 252000) \cdot 0,074 + 187500 \cdot 0,064 \\ &= 33445,2 \text{ тыс. руб./год} \end{aligned}$$

в) Определяем суммарные ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание элементов эл. сети варианта №3.

$$\begin{aligned} I_{\Sigma \text{ам.обс}} &= I_{\Sigma \text{тр.}} + I_{\Sigma \text{ОРУ}} + I_{\Sigma \text{Л}} = 14371,8 + 33445,2 + 10787,63 \\ &= 58604,63 \text{ тыс. руб/год.} \end{aligned}$$

Определяем годовые потери электроэнергии в сети:

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta P_{\Sigma \text{Л}} \cdot \tau_{\text{нб}} + \Delta P_{\Sigma \text{ст}} \cdot T_{\text{год}} + \Delta P_{\Sigma \text{м}} \cdot \tau_{\text{нб}}$$

$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\Sigma \text{Л}} + \Delta P_{\Sigma \text{тр}}$ - суммарные потери активной мощности в сети варианта №2;

где $\Delta P_{\Sigma \text{Л}}$ - суммарные потери в линии;

где $\tau_{\text{нб}}$ - время потерь при максимальной нагрузке;

$\Delta P_{\Sigma \text{тр}}$ - суммарные потери в трансформаторах.

$$\tau_{\text{нб}} = \left(0,124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4591,78 \text{ час,}$$

$T_{\text{нб}}$ - продолжительность использования наибольшей нагрузки.

а) Потери активной мощности в линиях сети для 3 варианта (см.таблицу 2.5):

$$\begin{aligned} \Delta P_{\Sigma \text{Л}} &= P_{\text{ИП-1}} + P_{1-4} + P_{\text{ИП-2}} + P_{2-4} + P_{1-5} + P_{4-3} \\ &= 0,07 + 0,043 + 0,094 + 0,01 + 0,87 + 0,59 = \\ &= 1,6893 \text{ МВт} = 16893 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

$$\text{б) } \Delta P_{\Sigma \text{ст}} = (\Delta P_{\text{х}} \cdot n),$$

n – число параллельно включенных трансформаторов.

Находим потери в стали на ПС:

$$\text{ПС 1: } \Delta P_{\Sigma \text{ст1}} = 65 \cdot 2 = 130 \text{ кВт;}$$

$$\text{ПС 2: } \Delta P_{\Sigma \text{ст2}} = 50 \cdot 2 = 100 \text{ кВт;}$$

$$\text{ПС 3: } \Delta P_{\Sigma \text{ст3}} = 27 \cdot 2 = 54 \text{ кВт;}$$

$$\text{ПС 4: } \Delta P_{\Sigma \text{ст4}} = 65 \cdot 2 = 130 \text{ кВт;}$$

$$\text{ПС 5: } \Delta P_{\Sigma \text{ст5}} = 36 \cdot 2 = 72 \text{ кВт;}$$

$$\Delta P_{\Sigma \text{ст}} = 130 + 100 + 54 + 130 + 72 = 486 \text{ кВт.}$$

Находим потери в меди на ПС:

$$\text{ПС1: } S_{\text{Н}} = S_{\text{нагр 1}} = 19,0513 \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{С}} = S_{\text{тип.АТ.1}}^{\text{расч}} = 60,41 \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{В}} = S_{\text{Н}} + S_{\text{С}} = 19,0513 + 60,41 = 79,46 \text{ МВА} \quad (\text{по первому закону Кирхгофа});$$

$$\Delta P_{\text{КВ}} = \Delta P_{\text{КС}} = 0,5 \cdot \Delta P_{\text{КВ-С}} = 0,5 \cdot 315 = 157,5;$$

$$\Delta P_{\text{КН}} = 0,5 \cdot \alpha \cdot \Delta P_{\text{КВ-С}} = 0,5 \cdot 0,5 \cdot 315 = 78,75 \text{ кВт.}$$

Коэффициент выгодности:

$$\alpha = \left(1 - \frac{U_{\text{С}}}{U_{\text{В}}} \right) = \left(1 - \frac{110}{220} \right) = 0,5;$$

$$\Delta P_{M1} = \frac{1}{n} \left(\Delta P_{KB} \frac{S_B^2}{S_{НОМ1}^2} + \Delta P_{KC} \frac{S_C^2}{S_{НОМ1}^2} + \Delta P_{KH} \frac{S_H^2}{S_{НОМ1}^2} \right) \\ = \frac{1}{2} \left(157,5 \frac{79,46^2}{125^2} + 157,5 \frac{60,41^2}{125^2} + 78,75 \frac{19,05^2}{125^2} \right) = 51,13 \text{ кВт};$$

$$\text{ПС 2: } \Delta P_{M2} = \frac{S_{нагр.2}^2 \cdot \Delta P_{K2}}{S_{НОМ2}^2 \cdot n} = \frac{21,29^2 \cdot 170}{40^2 \cdot 2} = 24,08 \text{ кВт};$$

$$\text{ПС 3: } \Delta P_{M3} = \frac{S_{нагр.3}^2 \cdot \Delta P_{K3}}{S_{НОМ3}^2 \cdot n} = \frac{31,37^2 \cdot 120}{25^2 \cdot 2} = 94,52 \text{ кВт};$$

$$\text{ПС 4: } S_H = S_{нагр.4} = 38,1027 \text{ МВА};$$

$$S_C = S_{тип.АТ.4}^{расч} = 54,42 \text{ МВА};$$

$$S_B = S_H + S_C = 38,1027 + 54,42 = 92,52 \text{ МВА} \quad (\text{по первому закону Кирхгофа});$$

$$\Delta P_{KB} = \Delta P_{KC} = 0,5 \cdot \Delta P_{KB-C} = 0,5 \cdot 315 = 157,5;$$

$$\Delta P_{KH} = 0,5 \cdot \alpha \cdot \Delta P_{KB-C} = 0,5 \cdot 0,5 \cdot 315 = 78,75 \text{ кВт}.$$

Коэффициент выгодности:

$$\alpha = \left(1 - \frac{U_C}{U_B} \right) = \left(1 - \frac{110}{220} \right) = 0,5;$$

$$\Delta P_{M4} = \frac{1}{n} \left(\Delta P_{KB} \frac{S_B^2}{S_{НОМ1}^2} + \Delta P_{KC} \frac{S_C^2}{S_{НОМ1}^2} + \Delta P_{KH} \frac{S_H^2}{S_{НОМ1}^2} \right) \\ = \frac{1}{2} \left(157,5 \frac{92,52^2}{125^2} + 157,5 \frac{54,42^2}{125^2} + 78,48 \frac{38,1^2}{125^2} \right) = 61,73 \text{ кВт};$$

$$\text{ПС 5: } \Delta P_{M5} = \frac{S_{нагр.5}^2 \cdot \Delta P_{K5}}{S_{НОМ5}^2 \cdot n} = \frac{38,1^2 \cdot 172}{40^2 \cdot 2} = 78,03 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma M} = 51,31 + 24,08 + 94,52 + 61,73 + 78,03 = 309,52 \text{ кВт};$$

Тогда суммарные потери в трансформаторах сети варианта №3 составляют:

$$\Delta P_{\Sigma \text{тр}} = 486 + 309,52 = 795,52 \text{ кВт} = 0,759 \text{ МВт}.$$

в) Следовательно, суммарные потери активной мощности в сети варианта №3:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\Sigma \text{л}} + \Delta P_{\Sigma \text{тр}} = 1,689 + 0,759 = 2,448 \text{ МВт}.$$

Годовые потери электроэнергии в сети:

$$\Delta W_{\text{год}} = P_{\Sigma \text{л}} \cdot \tau_{\text{нб}} + \Delta P_{\Sigma \text{ст}} \cdot T_{\text{год}} + \Delta P_{\Sigma \text{м}} \cdot \tau_{\text{нб}} = 1689 \cdot 4591,78 + 486 \cdot 8760 + \\ 309,52 \cdot 4591,78 = 13436113,91 \text{ кВт/ч}$$

Определяем издержки на потери электроэнергии в сети варианта №3

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\text{год}} \cdot \beta = \frac{13436113,91 \cdot 3}{1000} = 40308,34 \text{ тыс. руб/год},$$

β – стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии.

Определяем суммарные ежегодные издержки варианта №3.

$$I_{\text{Вар.3}} = I_{\Delta W} + I_{\Sigma \text{ам.обсл}} = 40308,34 + 58604,63 = 98912,96 \text{ тыс. руб/год}.$$

Определяем полные приведённые затраты варианта №3.

$$Z_{\text{Вар.2}} = p_n \cdot K_{\text{Вар.3}} + I_{\text{Вар.3}} = 0,125 \cdot 1143985 + 98912,96 \\ = 241911 \text{ тыс. руб},$$

p_n – величина, обратная сроку окупаемости.

Таблица 2.8 Сводная таблица технико-экономического сравнения вариантов

Технико-экономические показатели	Вариант 2 тыс. руб.	Вариант 3 тыс. руб.
$K_{\Sigma л}$	517824	449484,5
$K_{\Sigma РУ}$	499800	477300
$K_{\Sigma тр}$	108300	217200
$K_{\text{варианта}}$	1125924	1143985
$I_{\Sigma л}$	12427,78	10787,628
$I_{\Sigma РУ}$	36985,2	33445,2
$I_{\Sigma тр}$	8014,2	14371,8
$I_{\Delta W}$	55054,25	40308,34
$I_{\text{варианта}}$	112481,4	98912,96
$З_{\text{варианта}}$	253221,9	241911

$$\Delta Z = \frac{Z_2 - Z_3}{Z_3} \cdot 100\% = \frac{253221,9 - 241911}{241911} \cdot 100\% = 4,67\%.$$

Так как $\Delta Z < 5\%$, то варианты условно считаем равноэкономичными и выбор наиболее рационального варианта из равноэкономичных должен быть продолжен с учетом других критериев, которые еще не рассматривались.

Таблица 2.9 Дополнительная таблица технико-экономического сравнения вариантов

Номер	Критерий	Вариант 2	Вариант 3
1	Надежность	-	+
2	Качество по напряжению	-	+
3	Экономичность	+	-
4	Перспективы развития	-	+
5	Простота и удобство эксплуатации	+	-
6	Расход цветных металлов	+	-
7	Потери мощности и электроэнергии	-	+
8	Дефицит оборудования	+	-

Надежность. Предпочтение отдается мешанной сети, так как падение любой одноцепной линии в кольцевой сети не приведет к потере электроснабжения.

Качество по напряжению. Предпочтение отдается варианту с меньшим значением наибольших потерь (см. табл.2.4-2.5).

Экономичность. Дополнительно дадим балл преимущества тому варианту сети, который имеет меньшие приведенные затраты хотя и на незначительную величину. Следует иметь ввиду, что при экономическом сравнении вариантов должны быть исключены их одинаковые части.

Перспективы развития. Предпочтение нужно отдать варианту, который имеет большее номинальное напряжение, так как рост нагрузок в узлах сети и переход на большее номинальное напряжение неизбежен.

Простота и удобство эксплуатации. Чем проще и удобнее схема сети, тем меньше ошибок будет допускать персонал эксплуатации сети, что также несомненно будет существенным образом влиять на экономические и технические показатели работы проектируемой сети.

Расход цветных металлов. В данном случае должна быть оценена для каждого варианта сети суммой произведения сечения проводов ВЛ на их длину (см. табл.2.4-2.5).

Потери мощности и электроэнергии. Кроме стоимостной составляющей, входящей в приведенные затраты для каждого варианта сети, данный фактор имеет ряд негативных сторон, которые нужно учесть дополнительно., при сравнении равноэкономичных вариантов сети. Чем больше потери, значит больше дефицит топлива, больше загрязнение окружающей среды и т.д.

Дефицит оборудования. Больше количество ячеек выключателей и т.д.

В результате анализа данные схемы являются равноэкономичными. Выбираем схему радиальной сети, так как она более удобна в плане обслуживания.

2.4 Уточненный баланс реактивной мощности

Мощности каждой подстанции без учета КУ:

$$\dot{S}_{H1} = (17+j9,17) \text{ МВА}, S_{H1} = 19,31 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{H2} = (19+j10,25) \text{ МВА}, S_{H2} = 21,59 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{H3} = (28+j15,11) \text{ МВА}, S_{H3} = 31,81 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{H4} = (34+j18,35) \text{ МВА}, S_{H4} = 38,63 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{H5} = (34+j18,35) \text{ МВА}, S_{H5} = 38,63 \text{ МВА}.$$

Уточняется баланс реактивной мощности, при необходимости заново выбирается мощность КУ по подстанциям. В отличие от предварительного выбора КУ, здесь следует вычислить генерацию реактивной мощности линиями электропередачи и потери её в линиях, точнее рассчитать потери реактивной мощности в трансформаторах.

$$\sum jQ_{ген} + j\Delta Q_{C\Sigma} + jQ_{ку\Sigma} = \sum_{i=1}^5 jQ_{нагр i} + j\Delta Q_{Л\Sigma} + j\Delta Q_{ТР\Sigma}.$$

Определим активные и реактивные потери в трансформаторах.

На подстанции 1 установлено два трансформатора ТДН-16000/110.

$$S_{НОМ} = 16 \text{ МВА};$$

$$U_{ВН} = 115 \text{ кВ};$$

$$U_{НН} = 11 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_x = 19 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_k = 85 \text{ кВт};$$

$$u_{кВН-НН} = 10,5 \text{ \%};$$

$$I_x = 0,7\text{‰};$$

$$\Delta P_{ст1} = 38 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{ст1} = \frac{I_x}{100} \cdot S_{НОМ} \cdot n = \frac{0,7}{100} \cdot 16000 \cdot 2 = 224 \text{ кВар};$$

$$\Delta P_{м1} = 60,25 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{м1} = \frac{u_{кВН-НН}}{100} \cdot \frac{S_{нагр1}^2}{S_{НОМ} \cdot n} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{19,05^2 \cdot 10^6}{16000 \cdot 2} = 1190,774 \text{ кВар};$$

Потери в трансформаторе составят:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{тр1} &= \Delta P_{ст1} + \Delta P_{м1} + j\Delta Q_{ст1} + j\Delta Q_{м1} = 38 + 60,25 + j224 + j1190,7748 \\ &= 98,25 + j1414,774 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

На подстанции 2 установлено два трансформатора ТДН-16000/110.

$$S_{НОМ} = 16 \text{ МВА};$$

$$U_{ВН} = 115 \text{ кВ};$$

$$U_{НН} = 11 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_x = 19 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_k = 85 \text{ кВт};$$

$$u_{кВН-НН} = 10,5 \text{ \%};$$

$$I_x = 0,7\text{‰};$$

$$\Delta P_{ст2} = 38 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{CT2}} = \frac{I_X}{100} \cdot S_{\text{НОМ}} \cdot n = \frac{0,7}{100} \cdot 16000 \cdot 2 = 224 \text{ кВар};$$

$$\Delta P_{\text{M2}} = 75,26 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{M2}} = \frac{u_{\text{KBH-HH}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{нагр2}}^2}{S_{\text{НОМ}} \cdot n} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{21,29^2 \cdot 10^6}{16000 \cdot 2} = 1529,483 \text{ кВар};$$

Потери в трансформаторе составят:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\text{тр2}} &= \Delta P_{\text{CT2}} + \Delta P_{\text{M2}} + j\Delta Q_{\text{CT2}} + j\Delta Q_{\text{M2}} = 38 + 75,26 + j224 + j1529,4832 \\ &= 113,268 + j1753,483 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

На подстанции 3 установлено два трансформатора ТРДН-25000/110.

$$S_{\text{НОМ}} = 25 \text{ МВА};$$

$$U_{\text{BH}} = 115 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{HH}} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_{\text{X}} = 27 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{K}} = 120 \text{ кВт};$$

$$u_{\text{KBH-HH}} = 10,5 \text{ \%};$$

$$I_X = 0,7\text{‰};$$

$$\Delta P_{\text{CT3}} = 54 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{CT3}} = \frac{I_X}{100} \cdot S_{\text{НОМ}} \cdot n = \frac{0,7}{100} \cdot 25000 \cdot 2 = 350 \text{ кВар};$$

$$\Delta P_{\text{M3}} = 94,52 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{M3}} = \frac{u_{\text{KBH-HH}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{нагр3}}^2}{S_{\text{НОМ}} \cdot n} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{31,37^2 \cdot 10^6}{25000 \cdot 2} = 2066,56 \text{ кВар};$$

Потери в трансформаторе составят:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\text{тр3}} &= \Delta P_{\text{CT3}} + \Delta P_{\text{M3}} + j\Delta Q_{\text{CT3}} + j\Delta Q_{\text{M3}} = 54 + 94,52 + j350 + j2066,56 \\ &= 148,52 + j2416,561 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

На подстанции 4 установлено два трансформатора ТРДН-40000/110.

$$S_{\text{НОМ}} = 40 \text{ МВА};$$

$$U_{\text{BH}} = 115 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{HH}} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_{\text{X}} = 36 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{K}} = 120 \text{ кВт};$$

$$u_{\text{KBH-HH}} = 10,5 \text{ \%};$$

$$I_X = 0,65\text{‰};$$

$$\Delta P_{\text{CT4}} = 72 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{CT4}} = \frac{I_X}{100} \cdot S_{\text{НОМ}} \cdot n = \frac{0,65}{100} \cdot 40000 \cdot 2 = 520 \text{ кВар};$$

$$\Delta P_{\text{M4}} = 78,03 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{M4}} = \frac{u_{\text{KBH-HH}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{нагр4}}^2}{S_{\text{НОМ}} \cdot n} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{38,1^2 \cdot 10^6}{40000 \cdot 2} = 1905,238 \text{ кВар};$$

Потери в трансформаторе составят:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\text{тр4}} &= \Delta P_{\text{CT4}} + \Delta P_{\text{M4}} + j\Delta Q_{\text{CT4}} + j\Delta Q_{\text{M4}} = 72 + 78,03 + j520 + j1905,238 \\ &= 150 + j2425,238 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

На подстанции 5 установлено два трансформатора ТРДН-40000/110.

$$S_{\text{НОМ}} = 40 \text{ МВА};$$

$$U_{\text{ВН}} = 115 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{НН}} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_{\text{X}} = 36 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{K}} = 120 \text{ кВт};$$

$$u_{\text{КВН-НН}} = 10,5 \text{ \%};$$

$$I_{\text{X}} = 0,65\text{‰};$$

$$\Delta P_{\text{СТ5}} = 72 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{СТ5}} = \frac{I_{\text{X}}}{100} \cdot S_{\text{НОМ}} \cdot n = \frac{0,65}{100} \cdot 40000 \cdot 2 = 520 \text{ кВар};$$

$$\Delta P_{\text{М5}} = 78,03 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{М5}} = \frac{u_{\text{КВН-НН}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{нагр5}}^2}{S_{\text{НОМ}} \cdot n} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{38,1^2 \cdot 10^6}{40000 \cdot 2} = 1905,238 \text{ кВар};$$

Потери в трансформаторе составят:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\text{тр5}} &= \Delta P_{\text{СТ5}} + \Delta P_{\text{М5}} + j\Delta Q_{\text{СТ5}} + j\Delta Q_{\text{М5}} = 72 + 78,03 + j520 + j1905,238 \\ &= 150 + j2425,238 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Определим потери активной и реактивной мощности в линиях.

Полные мощности, протекающие в линиях:

$$\dot{S}_{1-5} = (34 + j17,19) \text{ МВА}, \quad \dot{S}_{1-5} = 38,09 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{ИП-1}} = (51 + j25,78) \text{ МВА}, \quad \dot{S}_{\text{ИП-1}} = 57,14 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-3} = (28 + j14,16) \text{ МВА}, \quad \dot{S}_{4-3} = 31,37 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-4} = (62 + j31,35) \text{ МВА}, \quad \dot{S}_{2-4} = 69,47 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{ИП-2}} = (81 + j40,96) \text{ МВА}, \quad \dot{S}_{\text{ИП-2}} = 90,76 \text{ МВА}.$$

Линия ИП-1, провод АС-150

$$l = 19 \text{ км};$$

$$R_{\text{Л}} = 1,938 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{Л}} = 3,99 \text{ Ом};$$

$$b_0 = 2,707 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км};$$

$$\Delta P_{\text{ИП-1}} = 0,456 \text{ МВт}.$$

$$\Delta Q_{\text{Л ИП-1}} = \frac{S_{\text{ИП-1}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot X_{\text{Л}} = \frac{57,14^2}{110^2} \cdot 3,99 = 1,07 \text{ Мвар};$$

$$\Delta Q_{\text{С ИП-1}} = U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_0 \cdot l \cdot n = 110^2 \cdot 2,707 \cdot 10^{-6} \cdot 19 \cdot 2 = 1,244 \text{ Мвар}.$$

Линия 1-5, провод АС-95

$$l = 25 \text{ км};$$

$$R_{\text{Л}} = 3,762 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{Л}} = 5,425 \text{ Ом};$$

$$b_0 = 2,611 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км};$$

$$\Delta P_{1-5} = 0,451 \text{ МВт}.$$

$$\Delta Q_{\text{Л 1-5}} = \frac{S_{1-5}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot X_{\text{Л}} = \frac{38,09^2}{110^2} \cdot 5,425 = 0,65 \text{ Мвар};$$

$$\Delta Q_{C1-5} = U_{ном}^2 \cdot b_0 \cdot l \cdot n = 110^2 \cdot 2,611 \cdot 10^{-6} \cdot 25 \cdot 2 = 1,57 \text{ Мвар.}$$

Линия ИП-2, провод АС-240

$$\begin{aligned} l &= 34 \text{ км;} \\ R_L &= 2,006 \text{ Ом;} \\ X_L &= 6,885 \text{ Ом;} \\ b_0 &= 2,808 \cdot 10^{-6} \text{ См/км;} \\ \Delta P_{ИП-2} &= 1,19 \text{ МВт.} \\ \Delta Q_{L \text{ ИП-2}} &= \frac{S_{ИП-2}^2}{U_{ном}^2} \cdot X_L = \frac{90,76^2}{110^2} \cdot 6,885 = 4,68 \text{ Мвар;} \end{aligned}$$

$$\Delta Q_{C \text{ ИП-2}} = U_{ном}^2 \cdot b_0 \cdot l \cdot n = 110^2 \cdot 2,808 \cdot 10^{-6} \cdot 34 \cdot 2 = 2,31 \text{ Мвар.}$$

Линия 2-4, провод АС-185

$$\begin{aligned} l &= 23 \text{ км;} \\ R_L &= 1,828 \text{ Ом;} \\ X_L &= 4,740 \text{ Ом;} \\ b_0 &= 2,747 \cdot 10^{-6} \text{ См/км;} \\ \Delta P_{2-4} &= 0,72 \text{ МВт.} \\ \Delta Q_{L \text{ 2-4}} &= \frac{S_{2-4}^2}{U_{ном}^2} \cdot X_L = \frac{69,47^2}{110^2} \cdot 4,74 = 1,89 \text{ Мвар;} \end{aligned}$$

$$\Delta Q_{C \text{ 2-4}} = U_{ном}^2 \cdot b_0 \cdot l \cdot n = 110^2 \cdot 2,747 \cdot 10^{-6} \cdot 23 \cdot 2 = 1,52 \text{ Мвар.}$$

Линия 4-3, провод АС-95

$$\begin{aligned} l &= 21 \text{ км;} \\ R_L &= 3,16 \text{ Ом;} \\ X_L &= 4,557 \text{ Ом;} \\ b_0 &= 2,611 \cdot 10^{-6} \text{ См/км;} \\ \Delta P_{2-4} &= 0,25 \text{ МВт.} \\ \Delta Q_{L \text{ 4-3}} &= \frac{S_{4-3}^2}{U_{ном}^2} \cdot X_L = \frac{31,37^2}{110^2} \cdot 4,557 = 0,37 \text{ Мвар;} \end{aligned}$$

$$\Delta Q_{C \text{ 4-3}} = U_{ном}^2 \cdot b_0 \cdot l \cdot n = 110^2 \cdot 2,611 \cdot 10^{-6} \cdot 21 \cdot 2 = 1,32 \text{ Мвар.}$$

Суммарные потери в линиях и трансформаторах:

$$\Delta P_{TR\Sigma} = \sum_{i=1}^5 \Delta P_{TRi} = 98,25 + 113,268 + 148,52 + 150,03 + 150,03 = 660,11 \text{ кВт;}$$

$$\Delta P_{L\Sigma} = 0,456 + 0,451 + 1,19 + 0,72 + 0,25 = 3,067 \text{ МВт;}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{TR\Sigma} &= \sum_{i=1}^5 \Delta Q_{TRi} \\ &= 1414,774 + 1753,483 + 2416,561 + 2425,238 + 2425,238 \\ &= 10435,29 \text{ кВар;} \end{aligned}$$

$$\Delta Q_{L\Sigma} = \sum_{i=1}^5 \Delta Q_{Li} = 0,65 + 1,07 + 0,37 + 1,89 + 4,68 = 8,68 \text{ МВар;}$$

$$\Delta Q_{C\Sigma} = \sum_{i=1}^5 \Delta Q_{Ci} = 1,57 + 1,24 + 1,32 + 1,52 + 2,31 = 7,99 \text{ МВар};$$

$$P_{\text{ген}} = \sum_{i=1}^5 P_{\text{нагр}i} + \Delta P_{\text{ТР}\Sigma} + \Delta P_{\text{Л}\Sigma} = 132 + 0,660 + 3,067 = 135,7271 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{ген}} = P_{\text{ген}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ген}} = 135,7271 \cdot 0,51 = 69,22 \text{ Мвар};$$

$$\sum_{i=1}^5 Q_{\text{нагр}i} = 66,74 \text{ Мвар};$$

Суммарная реактивная мощность КУ равна:

$$Q_{\text{КУ}\Sigma} = \sum_{i=1}^5 Q_{\text{нагр}i} + \Delta Q_{\text{Л}\Sigma} + \Delta Q_{\text{ТР}\Sigma} - Q_{\text{ген}} - \Delta Q_{\text{C}\Sigma}$$

$$= 66,74 + 8,68 + 10,435 - 69,22 - 7,99 = 8,645 \text{ МВт};$$

Проверяем баланс реактивной мощности:

$$\sum Q_{\text{пот}} = Q_{\text{ген}} + Q_{\text{КУ}\Sigma};$$

$$66,74 + 8,68 + 10,435 - 7,99 = 69,22 + 8,645;$$

$$85,85 = 85,85$$

Размещение КУ по подстанциям электрической сети, как известно, влияет на экономичность режимов работы сети и на решение задач регулирования напряжения. В связи с этим могут быть даны следующие рекомендации по размещению КУ в сети и определению их мощностей, устанавливаемых на каждой подстанции.

В сети одного номинального напряжения целесообразна, в первую очередь, полная компенсация реактивных нагрузок наиболее электрически удалённых подстанций. При незначительной разнице электрической удалённости пунктов от источника питания допускается расстановка КУ по условию равенства коэффициентов мощности на подстанциях.

Распределяем реактивные мощности в узлах по методу $\text{tg}\varphi_{\text{Б}}$:

$$\text{tg}\varphi_{\text{Б}} = \frac{\sum_{i=1}^5 Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{КУ}\Sigma}}{\sum_{i=1}^5 P_{\text{нагр}}} = \frac{71,28 - 8,645}{132} = 0,4401;$$

Определяем мощность КУ для каждой подстанции:

$$Q_{\text{КУ}1} = P_{\text{нагр}1} \cdot (\text{tg}\varphi_{\text{нагр}} - \text{tg}\varphi_{\text{Б}}) = 17 \cdot (0,54 - 0,4401) = 1,11 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{КУ}2} = P_{\text{нагр}2} \cdot (\text{tg}\varphi_{\text{нагр}} - \text{tg}\varphi_{\text{Б}}) = 19 \cdot (0,54 - 0,4401) = 1,24 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{КУ}3} = P_{\text{нагр}3} \cdot (\text{tg}\varphi_{\text{нагр}} - \text{tg}\varphi_{\text{Б}}) = 28 \cdot (0,54 - 0,4401) = 1,83 \text{ Мвар};$$

$$Q_{КУ4} = P_{нагр4} \cdot (tg\varphi_{нагр} - tg\varphi_B) = 34 \cdot (0,54 - 0,4401) = 2,26 \text{ Мвар};$$

$$Q_{КУ5} = P_{нагр5} \cdot (tg\varphi_{нагр} - tg\varphi_B) = 34 \cdot (0,51 - 0,4401) = 2,26 \text{ Мвар}.$$

Проверка вычисления реактивной мощности КУ:

$$Q_{КУ\Sigma} = Q_{КУ1} + Q_{КУ2} + Q_{КУ3} + Q_{КУ4} + Q_{КУ5} = 1,11 + 1,24 + 1,83 + 2,26 + 2,26 = 8,645 \text{ Мвар}.$$

Реактивная мощность каждой подстанции после компенсации:

$$Q_1 = Q_{нагр1} - Q_{КУ1} = 9,18 - 1,11 = 8,06 \text{ Мвар};$$

$$Q_2 = Q_{нагр2} - Q_{КУ2} = 10,26 - 1,24 = 9,01 \text{ Мвар};$$

$$Q_3 = Q_{нагр3} - Q_{КУ3} = 15,12 - 1,83 = 13,28 \text{ Мвар};$$

$$Q_4 = Q_{нагр4} - Q_{КУ4} = 18,36 - 2,26 = 16,13 \text{ Мвар};$$

$$Q_5 = Q_{нагр5} - Q_{КУ5} = 18,36 - 2,26 = 16,13 \text{ Мвар}.$$

Необходимая мощность батарей конденсаторов, устанавливаемых на каждой из подстанций, набирается параллельным включением серийно выпускаемых комплектных установок, выбираемых по справочникам.

Определим полную мощность каждой подстанции:

$$S_{нагр1} = \sqrt{P_{нагр1}^2 + Q_{нагр1}^2} = \sqrt{17^2 + 8,06^2} = 18,816 \text{ МВА};$$

$$S_{нагр2} = \sqrt{P_{нагр2}^2 + Q_{нагр2}^2} = \sqrt{19^2 + 9,01^2} = 21,03 \text{ МВА};$$

$$S_{нагр3} = \sqrt{P_{нагр3}^2 + Q_{нагр3}^2} = \sqrt{28^2 + 13,28^2} = 30,99 \text{ МВА};$$

$$S_{нагр4} = \sqrt{P_{нагр4}^2 + Q_{нагр4}^2} = \sqrt{34^2 + 16,13^2} = 37,63 \text{ МВА};$$

$$S_{нагр5} = \sqrt{P_{нагр5}^2 + Q_{нагр5}^2} = \sqrt{34^2 + 16,13^2} = 37,63 \text{ МВА}.$$

Суммарная мощность подстанций:

$$S_{\Sigma} = \sum_{i=1}^5 S_{нагр i} = 18,81 + 21,03 + 30,99 + 37,63 + 37,63 = 146,106 \text{ МВА}.$$

Определим коэффициент мощности $\cos\varphi_B$ после установки КУ:

$$\varphi_B = \arctg(tg\varphi_B) = \arctg(0,4401) = 23,75^\circ;$$

$$\cos\varphi_{\text{Б}} = 0,9153;$$

$$\cos\varphi_{\text{Б}} = \cos\varphi_{\text{нагр.}}$$

3 Расчет основных режимов работы сети

Задачей выполнения данного раздела проекта является определение действительного потокораспределения и напряжений на шинах подстанций в основном нормальном режиме работы сети и при отключениях линий и трансформаторов.

Для четкого представления учитываемых параметров линий и трансформаторов и последовательности расчетов составляется схема замещения всей сети, на которой указываются значения параметров сети и режима. Параметры режима наносятся на схему замещения после расчета режима.

Расчеты потокораспределения в сети выполняются по комплексным сопротивлениям сети с учетом потерь мощности в сопротивлениях и проводимостях линий и трансформаторов и генерации реактивной мощности в линиях.

При нагрузках, заданных на шинах вторичного напряжения подстанций, и напряжении, известном на шинах источника питания сети, расчет производится итеративно: потери мощности и потокораспределение – по номинальному напряжению сети, а потери напряжения и уровни напряжения – по потокораспределению с учетом потерь мощности и по заданному для данного режима напряжению на шинах источника питания сети.

Выбор основных расчетных режимов сети определяется необходимостью выявить наибольшие возможные потоки мощности во всех элементах проектируемой сети и определить возможные высшие и низшие рабочие напряжения на приемных подстанциях. В сети с одним источником питания рассмотрим нормальный режим наибольших нагрузок, а также наиболее тяжелый режим при аварийном отключении линий или трансформаторов (в период наибольших нагрузок подстанций).

При высших уровнях рабочего напряжения возрастают потери активной мощности и энергии при коронировании проводов и линейной арматуры, а также значительно возрастает генерация мощности линиями, что в периоды малых нагрузок может привести к нежелательным последствиям.

Мощности каждой подстанции:

$\dot{S}_{н1} = (17+j8,06) \text{ МВА},$	$S_{н1}=18,81\text{МВА},$
$\dot{S}_{н2} = (19+j9,01) \text{ МВА},$	$S_{н2}=21,03 \text{ МВА},$
$\dot{S}_{н3} = (28+j13,28) \text{ МВА},$	$S_{н3}=30,99\text{МВА},$
$\dot{S}_{н4} = (34+j16,13) \text{ МВА},$	$S_{н4}=37,63\text{МВА},$
$\dot{S}_{н5} = (34+j16,13) \text{ МВА},$	$S_{н5}=37,63 \text{ МВА}.$

3.1 Режим максимальных нагрузок

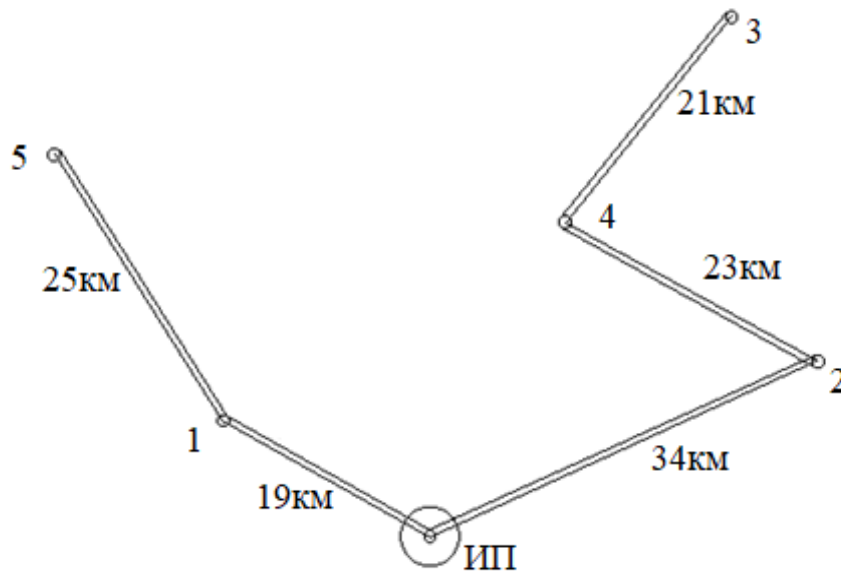


Рисунок 3.1 – Схема №2

Определим параметры для составления схемы замещения сети.

Линия ИП-1:

Провод АС-150/24 допустимый ток $I_{\text{доп}}=450\text{А}$, погонные сопротивления линии: $r_0=0,204\text{Ом/км}$; $x_0=0,42\text{Ом/км}$; $b_0 = 2,707 \cdot 10^{-6}\text{См/км}$.

$l=19\text{ км}$

Сопротивления линии:

$$R_{\text{Л}} = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot l = 0,5 \cdot 0,204 \cdot 19 = 1,938\text{ Ом},$$

$$X_{\text{Л}} = \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot l = 0,5 \cdot 0,42 \cdot 19 = 3,99\text{Ом}.$$

Ёмкостная проводимость:

$$B_{\text{Л}} = n \cdot b_{\text{Л}} \cdot L_{\text{Л}} = 2 \cdot 2,707 \cdot 10^{-6} \cdot 19 = 102,866\text{ мкСм}.$$

Линия 1-5:

Провод АС-95/16 допустимый ток $I_{\text{доп}}=330\text{А}$, погонные сопротивления линии: $r_0=0,301\text{Ом/км}$; $x_0=0,434\text{Ом/км}$; $b_0 = 2,611 \cdot 10^{-6}\text{См/км}$.

$l=25\text{ км}$

Сопротивления линии:

$$R_{\text{Л}} = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot l = 0,5 \cdot 0,301 \cdot 25 = 3,762\text{ Ом},$$

$$X_{\text{Л}} = \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot l = 0,5 \cdot 0,434 \cdot 25 = 5,425\text{Ом}.$$

Ёмкостная проводимость:

$$B_{\text{Л}} = n \cdot b_{\text{Л}} \cdot L_{\text{Л}} = 2 \cdot 2,611 \cdot 10^{-6} \cdot 25 = 130,55\text{ мкСм}.$$

Линия ИП-2:

Провод АС-240/32 допустимый ток $I_{\text{доп}}=610\text{А}$, погонные сопротивления линии: $r_0=0,118\text{Ом/км}$; $x_0=0,405\text{Ом/км}$; $b_0 = 2,808 \cdot 10^{-6}\text{См/км}$.

$l=34\text{км}$

Сопротивления линии:

$$R_{\text{Л}} = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot l = 0,5 \cdot 0,118 \cdot 34 = 2,006 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{Л}} = \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot l = 0,5 \cdot 0,405 \cdot 34 = 6,885 \text{ Ом}.$$

Ёмкостная проводимость:

$$B_{\text{Л}} = n \cdot b_{\text{Л}} \cdot L_{\text{Л}} = 2 \cdot 2,808 \cdot 10^{-6} \cdot 34 = 190,944 \text{ мкСм}.$$

Линия 2-4:

Провод АС-185/29 допустимый ток $I_{\text{доп}}=510\text{А}$, погонные сопротивления линии: $r_0=0,159\text{Ом/км}$; $x_0=0,413\text{Ом/км}$; $b_0 = 2,747 \cdot 10^{-6}\text{См/км}$.

$l=23\text{км}$

Сопротивления линии:

$$R_{\text{Л}} = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot l = 0,5 \cdot 0,159 \cdot 23 = 1,82 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{Л}} = \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot l = 0,5 \cdot 0,413 \cdot 23 = 4,74 \text{ Ом}.$$

Ёмкостная проводимость:

$$B_{\text{Л}} = n \cdot b_{\text{Л}} \cdot L_{\text{Л}} = 2 \cdot 2,747 \cdot 10^{-6} \cdot 23 = 126,36 \text{ мкСм}.$$

Линия 4-3:

Провод АС-95/16 допустимый ток $I_{\text{доп}}=330\text{А}$, погонные сопротивления линии: $r_0=0,301\text{Ом/км}$; $x_0=0,434\text{Ом/км}$; $b_0 = 2,611 \cdot 10^{-6}\text{См/км}$.

$l=21\text{км}$

Сопротивления линии:

$$R_{\text{Л}} = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot l = 0,5 \cdot 0,301 \cdot 21 = 3,16 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{Л}} = \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot l = 0,5 \cdot 0,434 \cdot 21 = 4,557 \text{ Ом}.$$

Ёмкостная проводимость:

$$B_{\text{Л}} = n \cdot b_{\text{Л}} \cdot L_{\text{Л}} = 2 \cdot 2,611 \cdot 10^{-6} \cdot 21 = 109,662 \text{ мкСм}.$$

Трансформаторы 1-11,2-22 (ТДН-16000/110):

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_{T1} = R_{T2} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\kappa} \cdot \frac{U_{B\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{1}{2} \cdot 85 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{115 \cdot 10^3}{16 \cdot 10^6} \right)^2 = 2,195 \text{ Ом};$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{1}{n} \cdot \frac{u_{\kappa}}{100\%} \cdot \frac{U_{B\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{16 \cdot 10^6} = 43,39 \text{ Ом};$$

Активная проводимость трансформатора:

$$G_{T1} = G_{T2} = n \cdot \Delta P_{\kappa} \cdot \frac{1}{U_{B\text{НОМ}}^2} = 2 \cdot 19 \cdot 10^3 \cdot \frac{1}{(115 \cdot 10^3)^2} = 2,87 \text{ мкСм};$$

Индуктивная проводимость трансформатора:

$$B_{T1} = B_{T2} = n \cdot \frac{I_x}{100\%} \cdot \frac{S_{НОМ}}{U_{ВНОМ}^2} = 2 \cdot \frac{0,7}{100} \cdot \frac{16 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 16,93 \text{ мкСм};$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{T1} = K_{T2} = \frac{U_{ВНОМ}}{U_{ННОМ}} = \frac{115 \cdot 10^3}{11 \cdot 10^3} = 10,45.$$

Трансформаторы 3-33 (ТРДН-25000/110):

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_{T3} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \cdot \frac{U_{ВНОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{1}{2} \cdot 120 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{115 \cdot 10^3}{25 \cdot 10^6} \right)^2 = 1,26 \text{ Ом};$$

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{T3} = \frac{1}{n} \cdot \frac{u_K}{100\%} \cdot \frac{U_{ВНОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{25 \cdot 10^6} = 27,77 \text{ Ом};$$

Активная проводимость трансформатора:

$$G_{T3} = n \cdot \Delta P_x \cdot \frac{1}{U_{ВНОМ}^2} = 2 \cdot 27 \cdot 10^3 \cdot \frac{1}{(115 \cdot 10^3)^2} = 4,08 \text{ мкСм};$$

Индуктивная проводимость трансформатора:

$$B_{T3} = n \cdot \frac{I_x}{100\%} \cdot \frac{S_{НОМ}}{U_{ВНОМ}^2} = 2 \cdot \frac{0,7}{100} \cdot \frac{25 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 26,46 \text{ мкСм};$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{T3} = \frac{U_{ВНОМ}}{U_{ННОМ}} = \frac{115 \cdot 10^3}{10,5 \cdot 10^3} = 10,95.$$

Трансформаторы 4-44, 5-55 (ТРДН-40000/110):

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_{T4} = R_{T5} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \cdot \frac{U_{ВНОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{1}{2} \cdot 172 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{115 \cdot 10^3}{40 \cdot 10^6} \right)^2 = 0,71 \text{ Ом};$$

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{T4} = X_{T5} = \frac{1}{n} \cdot \frac{u_K}{100\%} \cdot \frac{U_{ВНОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{40 \cdot 10^6} = 17,35 \text{ Ом};$$

Активная проводимость трансформатора:

$$G_{T4} = G_{T5} = n \cdot \Delta P_x \cdot \frac{1}{U_{ВНОМ}^2} = 2 \cdot 36 \cdot 10^3 \cdot \frac{1}{(115 \cdot 10^3)^2} = 5,44 \text{ мкСм};$$

Индуктивная проводимость трансформатора:

$$B_{T4} = B_{T5} = n \cdot \frac{I_x}{100\%} \cdot \frac{S_{НОМ}}{U_{ВНОМ}^2} = 2 \cdot \frac{0,65}{100} \cdot \frac{40 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 39,31 \text{ мкСм};$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{T4} = K_{T5} = \frac{U_{ВНОМ}}{U_{ННОМ}} = \frac{115 \cdot 10^3}{10,5 \cdot 10^3} = 10,95.$$

После составления схемы замещения (Приложение А) переходим к расчёту параметров установившегося режима «методом в два этапа».

Расчетные нагрузки на каждой подстанции состоят из собственной нагрузки, потерь мощности в трансформаторах и зарядной мощности прилегающих линий к подстанции:

$$\dot{S}_{\text{расч1}} = \dot{S}'_{н1} + \Delta \dot{S}_{\text{тр1}} + \left(-j \frac{Q_{\text{ИП-1}}}{2}\right) + \left(-j \frac{Q_{1-5}}{2}\right) = 17 + j8,06 + 0,098 + j1,414 - j \frac{1,244}{2} - j \frac{1,579}{2} = 17,09 + j8,06 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{расч2}} &= \dot{S}'_{н2} + \Delta \dot{S}_{\text{тр2}} + \left(-j \frac{Q_{\text{ИП-2}}}{2}\right) + \left(-j \frac{Q_{2-4}}{2}\right) \\ &= 19 + j9,01 + 0,113 + j1,75 - j \frac{2,31}{2} - j \frac{1,52}{2} = \\ &= 19,11 + j8,84 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{расч3}} &= \dot{S}'_{н3} + \Delta \dot{S}_{\text{тр3}} + \left(-j \frac{Q_{4-3}}{2}\right) = 28 + j13,28 + \\ &+ 0,148 + j2,41 - j \frac{1,32}{2} = 28,14 + j15,03 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{расч4}} &= \dot{S}'_{н4} + \Delta \dot{S}_{\text{тр4}} + \left(-j \frac{Q_{2-4}}{2}\right) + \left(-j \frac{Q_{4-3}}{2}\right) = 34 + j16,13 + 0,15 + \\ &+ j2,42 - j \frac{1,52}{2} - j \frac{1,32}{2} = 34,15 + j17,13 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{расч5}} &= \dot{S}'_{н5} + \Delta \dot{S}_{\text{тр5}} + \left(-j \frac{Q_{1-5}}{2}\right) = 34 + j16,13 + 0,15 + j2,42 - j \frac{1,57}{2} \\ &= 34,15 + j17,77 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Переходим к расчёту параметров установившегося режима «методом в два этапа».

1 Этап заключается в определении потоков и потерь мощности в элементах сети последовательно по элементам от концов сети (нагрузок) к началу сети (к станции), (в МВА).

Участок 5-1:

Мощность в конце участка 1-5:

$$S_{1-5}^K = \dot{S}_{\text{расч5}} = 34,15 + j17,77 \text{ МВА}.$$

Потери мощности в линии 1-5:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{1-5} &= \frac{(S_{1-5}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot (R_{\text{л}} + jX_{\text{л}}) = \frac{34,15 + j17,77^2}{110^2} \cdot (3,762 + j5,425) = \\ &= 0,46 + j0,664 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Мощность в начале линии 1-5:

$$\dot{S}_{1-5}^H = \dot{S}_{1-5}^K + \Delta \dot{S}_{1-5} = 34,15 + j17,77 + 0,46 + j0,664 = 34,61 + j18,43 \text{ МВА}.$$

Участок ИП-1:

Мощность в конце участка ИП-1:

$$S_{\text{ИП-1}}^K = \dot{S}_{1-5}^H + \dot{S}_{\text{расч1}} = 34,61 + j18,43 + 17,09 + j8,06 = 51,7 + j26,49 \text{ МВА}.$$

Потери мощности в линии ИП-1:

$$\Delta \dot{S}_{ИП-1} = \frac{(S_{ИП-1}^{\kappa})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{л} + jX_{л}) = \frac{51,7^2 + 26,49^2}{110^2} \cdot (1,938 + j3,99) = 0,54 + j1,11 \text{ МВА.}$$

Мощность в начале линии ИП-1:

$$\dot{S}_{ИП-1}^H = \dot{S}_{ИП-1}^{\kappa} + \Delta \dot{S}_{ИП-1} = 51,7 + j26,49 + 0,54 + j1,11 = 52,24 + j27,61 \text{ МВА.}$$

Участок 4-3:

Мощность в конце участка 4-3:

$$S_{4-3}^{\kappa} = \dot{S}_{расч3} = 28,14 + j15,03 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в линии 4-3:

$$\Delta \dot{S}_{4-3} = \frac{(S_{4-3}^{\kappa})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{л} + jX_{л}) = \frac{28,14^2 + 15,03^2}{110^2} \cdot (3,16 + j4,557) = 0,26 + j0,38 \text{ МВА.}$$

Мощность в начале линии 4-3:

$$\dot{S}_{4-3}^H = \dot{S}_{4-3}^{\kappa} + \Delta \dot{S}_{4-3} = 28,14 + j15,03 + 0,26 + j0,38 = 28,41 + j15,42 \text{ МВА.}$$

Участок 2-4:

Мощность в конце участка 2-4:

$$S_{2-4}^{\kappa} = \dot{S}_{4-3}^H + \dot{S}_{расч4} = 28,41 + j15,42 + 34,15 + j17,13 = 62,56 + j32,55 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в линии 2-4:

$$\Delta \dot{S}_{2-4} = \frac{(S_{2-4}^{\kappa})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{л} + jX_{л}) = \frac{62,56^2 + 32,55^2}{110^2} \cdot (1,828 + j4,74) = 0,75 + j1,94 \text{ МВА.}$$

Мощность в начале линии 2-4:

$$\dot{S}_{2-4}^H = \dot{S}_{2-4}^{\kappa} + \Delta \dot{S}_{2-4} = 62,56 + j32,55 + 0,75 + j1,94 = 63,31 + j34,5 \text{ МВА.}$$

Участок ИП-2:

Мощность в конце участка ИП-2:

$$S_{ИП-2}^{\kappa} = \dot{S}_{2-4}^H + \dot{S}_{расч2} = 63,31 + j34,5 + 19,11 + j8,84 = 82,42 + j43,35 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в линии ИП-2:

$$\Delta \dot{S}_{ИП-2} = \frac{(S_{ИП-2}^{\kappa})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{л} + jX_{л}) = \frac{82,42^2 + 43,35^2}{110^2} \cdot (2,006 + j6,885) = 1,43 + j4,93 \text{ МВА.}$$

Мощность в начале линии ИП-2:

$$\dot{S}_{ИП-2}^H = \dot{S}_{ИП-2}^{\kappa} + \Delta \dot{S}_{ИП-2} = 82,42 + j43,35 + 1,43 + j4,93 = 83,86 + j48,28 \text{ МВА.}$$

Мощность, генерируемая в сеть:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{ИП} &= \dot{S}_{ИП-1}^H + \dot{S}_{ИП-2}^H - j \frac{Q_{ИП-1}}{2} - j \frac{Q_{ИП-2}}{2} = 52,24 + j27,61 + \\ &+ 83,86 + j48,28 - j \frac{1,244}{2} - j \frac{2,31}{2} = 136,1 + j74,113 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

2 Этап заключается в определении напряжений в узлах и падения напряжений последовательно по элементам от начала сети к концам сети.

Рабочее напряжение на шинах ИП в режиме максимальных нагрузок:

$$U_{ИП} = 1,07 \cdot U_{ном} = 1,07 \cdot 110 = 117,7 \text{ кВ.}$$

Участок ИП-1:

Определим продольную составляющую падения напряжения в линии:

$$\Delta U_{ИП-1} = \frac{P_{ИП-1}^H R_L + Q_{ИП-1}^H X_L}{U_{ИП}} = \frac{52,24 \cdot 1,938 + 27,61 \cdot 3,99}{117,7} = 1,79 \text{ кВ.}$$

Определим поперечную составляющую падения напряжения в линии:

$$\delta U_{ИП-1} = \frac{P_{ИП-1}^H \cdot X_L - Q_{ИП-1}^H \cdot R_L}{U_{ИП}} = \frac{52,24 \cdot 3,99 - 27,61 \cdot 1,938}{117,7} = 1,31 \text{ кВ.}$$

Напряжение на стороне ВН подстанции 1:

$$U_1 = \sqrt{(U_{ИП} - \Delta U_{ИП-1})^2 + \delta U_{ИП-1}^2} = \sqrt{(117,7 - 1,79)^2 + 1,31^2} = 115,91 \text{ кВ.}$$

ПС-1:

Определим продольную составляющую падения напряжения в трансформаторах:

$$\begin{aligned} \Delta U_{mp1} &= \frac{(P_{H1} + \Delta P_{M1}) \cdot R_{mp} + (Q_{H1} + \Delta Q_{M1}) \cdot X_{mp}}{U_1} = \\ &= \frac{(17,09 + 0,06) \cdot 2,195 + (8,06 + 1190,7748) \cdot 43,39}{115,91} = 3,78 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Определим поперечную составляющую падения напряжения в трансформаторах:

$$\begin{aligned} \delta U_{mp1} &= \frac{(P_{H1} + \Delta P_{M1}) \cdot X_{mp} - (Q_{H1} + \Delta Q_{M1}) \cdot R_{mp}}{U_3} = \\ &= \frac{(17,09 + 0,06) \cdot 43,39 - (8,06 + 1190,7748) \cdot 2,195}{115,91} = 6,24 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Определим приведенное напряжение на обмотке НН трансформатора, приведенное к ВН:

$$U'_{HH1} = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{mp1})^2 + \delta U_{mp1}^2} = \sqrt{(115,91 - 3,78)^2 + 6,24^2} = 112,29 \text{ кВ.}$$

Действительное напряжение на стороне НН

$$U_{HH1} = \frac{U'_{H13}}{K_T} = \frac{112,29}{10,45} = 10,74 \text{ кВ.}$$

Участок 1-5:

$$\Delta U_{1-5} = \frac{P_{1-5}^H R_L + Q_{1-5}^H X_L}{U_1} = \frac{34,61 \cdot 3,762 + 18,43 \cdot 5,425}{115,91} = 1,98 \text{ кВ.}$$

$$\delta U_{1-5} = \frac{P_{1-5}^H \cdot X_L - Q_{1-5}^H \cdot R_L}{U_1} = \frac{34,61 \cdot 5,425 - 18,43 \cdot 3,762}{115,91} = 1,021 \text{ кВ.}$$

$$U_5 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{1-5})^2 + \delta U_{1-5}^2} = \sqrt{(115,91 - 1,021)^2 + 1,98^2} = 113,93 \text{ кВ.}$$

ПС-5:

$$\Delta U_{mp5} = \frac{(P_{H5} + \Delta P_{M5}) \cdot R_{mp} + (Q_{H5} + \Delta Q_{M5}) \cdot X_{mp}}{U_5} =$$

$$= \frac{(34,15 + 0,07) \cdot 0,71 + (17,77 + 1,905) \cdot 17,35}{113,93} = 3,2 \text{ } \kappa B.$$

$$\begin{aligned} \delta U_{mp5} &= \frac{(P_{H5} + \Delta P_{M5}) \cdot X_{mp} - (Q_{H5} + \Delta Q_{M5}) \cdot R_{mp}}{U_5} = \\ &= \frac{(34,15 + 0,07) \cdot 17,35 - (17,77 + 1,905) \cdot 0,71}{113,93} = 5,08 \text{ } \kappa B. \end{aligned}$$

$$U'_{HH5} = \sqrt{(U_5 - \Delta U_{mp5})^2 + \delta U_{mp5}^2} = \sqrt{(113,93 - 3,2)^2 + 5,08^2} = 110,83 \text{ } \kappa B.$$

$$U_{HH5} = \frac{U'_{BH5}}{K_T} = \frac{110,83}{10,95} = 10,12 \text{ } \kappa B$$

Участок ИП-2:

$$\Delta U_{ИП-2} = \frac{P_{ИП-2}^H R_{Л} + Q_{ИП-2}^H X_{Л}}{U_{ИП}} = \frac{83,86 \cdot 2,006 + 48,28 \cdot 6,885}{117,7} = 4,25 \text{ } \kappa B.$$

$$\delta U_{ИП-2} = \frac{P_{ИП-2}^H \cdot X_{Л} - Q_{ИП-2}^H \cdot R_{Л}}{U_{ИП}} = \frac{83,86 \cdot 6,885 - 48,28 \cdot 2,006}{117,7} = 4,08 \text{ } \kappa B.$$

$$U_2 = \sqrt{(U_{ИП} - \Delta U_{ИП-2})^2 + \delta U_{ИП-2}^2} = \sqrt{(117,7 - 4,25)^2 + 4,08^2} = 113,52 \text{ } \kappa B.$$

ПС-2:

$$\begin{aligned} \Delta U_{mp2} &= \frac{(P_{H2} + \Delta P_{M2}) \cdot R_{mp} + (Q_{H2} + \Delta Q_{M2}) \cdot X_{mp}}{U_2} = \\ &= \frac{(19,11 + 0,075) \cdot 2,195 + (8,84 + 1,529) \cdot 43,39}{113,52} = 4,33 \text{ } \kappa B. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \delta U_{mp2} &= \frac{(P_{H2} + \Delta P_{M2}) \cdot X_{mp} - (Q_{H2} + \Delta Q_{M2}) \cdot R_{mp}}{U_2} = \\ &= \frac{(19,11 + 0,075) \cdot 43,39 - (8,84 + 1,529) \cdot 2,195}{113,52} = 7,13 \text{ } \kappa B. \end{aligned}$$

$$U'_{HH2} = \sqrt{(U_2 - \Delta U_{mp2})^2 + \delta U_{mp2}^2} = \sqrt{(113,52 - 4,33)^2 + 7,13^2} = 109,41 \text{ } \kappa B.$$

$$U_{HH2} = \frac{U'_2}{K_T} = \frac{109,41}{10,45} = 10,47 \text{ } \kappa B.$$

Участок 2-4:

$$\Delta U_{2-4} = \frac{P_{2-4}^H R_{Л} + Q_{2-4}^H X_{Л}}{U_2} = \frac{63,31 \cdot 1,828 + 34,5 \cdot 4,74}{113,52} = 2,46 \text{ } \kappa B.$$

$$\delta U_{2-4} = \frac{P_{2-4}^H \cdot X_{Л} - Q_{2-4}^H \cdot R_{Л}}{U_2} = \frac{63,31 \cdot 4,74 - 34,5 \cdot 1,828}{113,52} = 2,08 \text{ } \kappa B.$$

$$U_4 = \sqrt{(U_2 - \Delta U_{2-4})^2 + \delta U_{2-4}^2} = \sqrt{(113,52 - 2,46)^2 + 2,08^2} = 111,07 \text{ } \kappa B.$$

ПС-4:

$$\Delta U_{mp4} = \frac{(P_{H4} + \Delta P_{M4}) \cdot R_{mp} + (Q_{H4} + \Delta Q_{M4}) \cdot X_{mp}}{U_4} =$$

$$= \frac{(34,15 + 0,07) \cdot 0,71 + (17,13 + 1,905) \cdot 17,35}{111,07} = 3,19 \text{ кВ.}$$

$$\begin{aligned} \delta U_{mp4} &= \frac{(P_{H4} + \Delta P_{M4}) \cdot X_{mp} - (Q_{H4} + \Delta Q_{M4}) \cdot R_{mp}}{U_4} = \\ &= \frac{(34,15 + 0,07) \cdot 17,35 - (17,13 + 1,905) \cdot 0,71}{111,07} = 5,22 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

$$U'_{BH4} = \sqrt{(U_4 - \Delta U_{mp4})^2 + \delta U_{mp4}^2} = \sqrt{(111,07 - 3,19)^2 + 5,22^2} = 108,01 \text{ кВ.}$$

$$U_{HH4} = \frac{U'_{BH4}}{K_T} = \frac{108,01}{10,95} = 9,86 \text{ кВ.}$$

Участок 4-3:

$$\Delta U_{4-3} = \frac{P_{4-3}^H R_L + Q_{4-3}^H X_L}{U_4} = \frac{28,41 \cdot 3,16 + 15,42 \cdot 4,557}{111,07} = 1,44 \text{ кВ.}$$

$$\delta U_{4-3} = \frac{P_{4-3}^H \cdot X_L - Q_{4-3}^H \cdot R_L}{U_4} = \frac{28,41 \cdot 4,557 - 15,42 \cdot 3,16}{111,07} = 0,72 \text{ кВ.}$$

$$U_3 = \sqrt{(U_4 - \Delta U_{4-3})^2 + \delta U_{4-3}^2} = \sqrt{(111,07 - 1,44)^2 + 0,72^2} = 109,64 \text{ кВ.}$$

ПС-2:

$$\begin{aligned} \Delta U_{mp3} &= \frac{(P_{H3} + \Delta P_{M3}) \cdot R_{mp} + (Q_{H3} + \Delta Q_{M3}) \cdot X_{mp}}{U_3} = \\ &= \frac{(28,14 + 0,09) \cdot 1,26 + (15,03 + 2,06) \cdot 27,77}{109,64} = 4,65 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \delta U_{mp3} &= \frac{(P_{H3} + \Delta P_{M3}) \cdot X_{mp} - (Q_{H3} + \Delta Q_{M3}) \cdot R_{mp}}{U_3} = \\ &= \frac{(28,14 + 0,09) \cdot 27,77 - (15,03 + 2,06) \cdot 1,26}{109,64} = 6,95 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

$$U'_{HH3} = \sqrt{(U_3 - \Delta U_{mp3})^2 + \delta U_{mp3}^2} = \sqrt{(109,64 - 4,65)^2 + 6,95^2} = 105,21 \text{ кВ.}$$

$$U_{HH2} = \frac{U'_{BH3}}{K_T} = \frac{105,21}{10,95} = 9,6 \text{ кВ.}$$

Расчет режима максимальных нагрузок на ПВК «ПРРЭС»

Проведём расчет на ЭВМ с помощью программно-вычислительного комплекс «ПРРЭС».

Введем параметры схемы замещения выбранного варианта сети в таблицу узлов (см.рисунок 3.11) и в таблицу связей(см.рисунок 3.12):

 данные: узлы

наименование	№ узла	№ск.	Уном.	фаза (г)	U (кв)	Pn (мвт)	Qn (мгвар)	Pg (мвт)	Qg (мгвар)	шунт а	шунт г	Qg min	Qg max	бал.
ИП	100		110	0.00	117.00									бал
ТС 1	1		110	0.00	110.00									
НАГРУЗКА 1	11		10	0.00	10.00	17.0	8.1							
ТС 2	2		110	0.00	110.00									
НАГРУЗКА 2	22		10	0.00	10.00	19.0	9.0							
ТС 3	3		110	0.00	110.00									
НАГРУЗКА 3	33		10	0.00	10.00	28.0	13.3							
ТС 4	4		110	0.00	110.00									
НАГРУЗКА 4	44		10	0.00	10.00	34.0	16.1							
ТС 5	5		110	0.00	110.00									
НАГРУЗКА 5	55		10	0.00	10.00	34.0	16.1							

Рисунок 3.11 – Данные узлов

 данные: связи

наименование	узел I	узел J	№	откл	R (см)	X (см)	емк.пров	J Ктр. а	J Ктр. г	тип	шунт а	шунт г	дисп. №
ИП-1	100	1			1.938	3.990	102.9			ЛЭП			
T1	1	11			2.195	43.390		10.450		ТР2	2.9	16.9	
1-5	1	5			3.762	5.425	130.6			ЛЭП			
T5	5	55			0.710	17.350		10.950		ТР2р	5.4	39.3	
ИП-2	100	2			2.066	6.885	190.9			ЛЭП			
T2	2	22			2.195	43.390		10.450		ТР2	2.9	16.9	
2-4	2	4			1.820	4.740	126.4			ЛЭП			
T4	4	44			0.710	17.350		10.950		ТР2р	5.4	39.3	
4-3	4	3			3.160	4.557	109.7			ЛЭП			
T3	3	33			1.260	27.770		10.950		ТР2р	4.1	26.5	

Рисунок 3.12 – Данные связей

В установках по умолчанию программа настроена на решение главной задачи, т.е. на расчет установившегося режима электрических систем.

Результаты сведены в соответствующие таблицы: схема (см.рисунок 3.13), узлы(см.рисунок 3.14), связи(см.рисунок 3.15):

 результат: схема

количество подсистем	1	
отключено связей	0	
погашено узлов	0	
суммарные: (мвт) / (мгвар)	активные	реактивные
выработка на станциях	136.04	74.04
нагрузка потребителей	132.00	62.61
нагрузка в шунтах	0.00	0.00
потери в связях - QL	4.04	11.43
установленная нагрузка	132.00	62.61
потери в линиях	3.37	8.72
потери в шунтах линий	0.00	0.00
генерация ЛЭП = QL	0.00	8.50
потери в трансформаторах	0.67	11.21
потери в шунтах трансф-ров	0.24	1.63
баланс W(x) : k-нормы	0.00	0.00

Рисунок 3.13 – Результат: схема

результат: узлы

наименование	№ узла	Всх	фаза (гр)	U (кв)	Рн (мвт)	Qн (мгвар)	Рг (мвт)	Qг (мгвар)	Р шунта	Q шунта	б/у
ИП	100		0.00	117.00			136.04	74.04			БАЛ
ПС 1	1		-0.66	115.21							
НАГРУЗКА 1	11		-3.88	10.67	17.00	8.06					
ПС 2	2		-2.07	112.73							
НАГРУЗКА 2	22		-5.85	10.37	19.00	9.01					
ПС 3	3		-3.54	108.79							
НАГРУЗКА 3	33		-7.38	9.55	28.00	13.28					
ПС 4	4		-3.16	110.26							
НАГРУЗКА 4	44		-5.97	9.79	34.00	16.13					
ПС 5	5		-1.18	113.21							
НАГРУЗКА 5	55		-3.84	10.07	34.00	16.13					

Рисунок 3.14 – Результат: узлы

результат: связи

наименование	№ №	Pij	Qij	Pji	Qji	d (P)	d (Q)	Qr	шунт а	шунт г	ток ij (а)	ток ji (а)
ИП-1	100 1 0	52.18	26.73	-51.68	-27.11	0.49	-0.37	1.39			289.30	292.48
T1	1 11 0	17.10	9.52	-17.00	-8.06	0.10	1.46		0.036	0.210	98.09	1018.32
1-5	1 5 0	34.59	17.58	-34.15	-18.66	0.44	-1.08	1.70			194.44	198.45
T5	5 55 0	34.15	18.66	-34.00	-16.13	0.15	2.53		0.066	0.478	198.45	2157.78
ИП-2	100 2 0	83.87	47.31	-82.45	-45.10	1.42	2.21	2.52			475.18	481.33
T2	2 22 0	19.12	10.86	-19.00	-9.01	0.12	1.85		0.034	0.199	112.60	1170.23
2-4	2 4 0	63.33	34.25	-62.58	-33.86	0.75	0.38	1.57			368.75	372.62
T4	4 44 0	34.15	18.75	-34.00	-16.13	0.15	2.62		0.063	0.452	204.01	2219.09
4-3	4 3 0	28.43	15.11	-28.16	-16.03	0.27	-0.92	1.32			168.61	171.96
T3	3 33 0	28.16	16.03	-28.00	-13.28	0.16	2.75		0.045	0.290	171.96	1872.93

Рисунок 3.15 – Результат: связи

Определение дополнительных параметров в элементах сети

Линия ИП-1:

Зарядная мощность в начале и конце линии ИП-1:

$$Q_{с\text{ИП-1}}^H = U_{\text{ИП}}^2 \cdot \frac{B_{\text{ИП-1}}}{2} = 117^2 \cdot \frac{102,866 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,704 \text{ Мвар};$$

зарядная мощность в конце линии:

$$Q_{с\text{ИП-1}}^K = U_1^2 \cdot \frac{B_{\text{ИП-1}}}{2} = 115,21^2 \cdot \frac{102,866 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,682 \text{ Мвар};$$

поток мощности, текущий от узла ИП в линию ИП-1 :

$$S_{\text{ИП-ИП-1}} = 52,18 + j26,73 \text{ МВА};$$

поток мощности в начале линии ИП-1:

$$S_{\text{ИП-1}}^H = S_{с\text{ИП-ИП-1}} + jQ_{с\text{ИП-1}}^H = 52,18 + j26,73 + j0,704 = 52,18 + j27,43 \text{ МВА};$$

поток мощности, текущий от узла 1 в линию ИП-1.:

$$S_{\text{ИП-1-1}} = 51,68 + j27,11 \text{ МВА};$$

поток мощности в конце линии ИП-1:

$$S_{\text{ИП-1}}^K = S_{с\text{ИП-1-1}} - jQ_{с\text{ИП-1}}^K = 51,68 + j27,11 - j0,682 = 51,68 + j26,427 \text{ МВА};$$

потери мощности в линии ИП-1:

$$\Delta \dot{S}_{\text{ИП-1}} = \frac{(S_{\text{ИП-1}}^{\text{К}})^2}{U_1^2} (R_{\text{л}} + jX_{\text{л}}) = \frac{(51,68 + j26,4277)^2}{115,21^2} (1,938 + j3,99) = 0,419 + j1,012 \text{ МВА.}$$

Линия 1-5:

Зарядная мощность в начале и конце линии 1-5:

$$Q_{\text{с1-5}}^{\text{Н}} = U_1^2 \cdot \frac{B_{1-5}}{2} = 115,21^2 \cdot \frac{130,55 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,866 \text{ Мвар;}$$

зарядная мощность в конце линии:

$$Q_{\text{с1-5}}^{\text{К}} = U_5^2 \cdot \frac{B_{1-5}}{2} = 113,21^2 \cdot \frac{130,55 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,836 \text{ Мвар;}$$

поток мощности, текущий от узла 1 в линию 1-5.:

$$S_{1-1-5} = 34,59 + j17,58 \text{ МВА;}$$

поток мощности в начале линии 1-5:

$$S_{1-5}^{\text{Н}} = S_{\text{с1-1-5}} + jQ_{\text{с1-5}}^{\text{Н}} = 34,59 + j17,58 + j0,866 = 34,59 + j18,44 \text{ МВА;}$$

поток мощности, текущий от узла 5 в линию 1-5.:

$$S_{1-5-5} = 34,15 + j18,66 \text{ МВА;}$$

поток мощности в конце линии 1-5:

$$S_{1-5}^{\text{К}} = S_{\text{с1-5-5}} - jQ_{\text{с1-5}}^{\text{К}} = 34,15 + j18,66 - j0,836 = 34,15 + j17,82 \text{ МВА;}$$

потери мощности в линии 1-5:

$$\Delta \dot{S}_{1-5} = \frac{(S_{1-5}^{\text{К}})^2}{U_5^2} (R_{\text{л}} + jX_{\text{л}}) = \frac{(34,15 + j17,82)^2}{113,21^2} (3,765 + j5,425) = 0,435 + j0,628 \text{ МВА.}$$

Линия ИП-2:

Зарядная мощность в начале и конце линии ИП-2:

$$Q_{\text{сИП-2}}^{\text{Н}} = U_{\text{ИП}}^2 \cdot \frac{B_{\text{ИП-2}}}{2} = 117^2 \cdot \frac{190,94 \cdot 10^{-6}}{2} = 1,3 \text{ Мвар;}$$

зарядная мощность в конце линии:

$$Q_{\text{сИП-2}}^{\text{К}} = U_2^2 \cdot \frac{B_{\text{ИП-2}}}{2} = 112,73^2 \cdot \frac{190,94 \cdot 10^{-6}}{2} = 1,21 \text{ Мвар;}$$

поток мощности, текущий от узла ИП в линию ИП-2.:

$$S_{\text{ИП-ИП-2}} = 83,87 + j47,31 \text{ МВА;}$$

поток мощности в начале линии ИП-2:

$$S_{\text{ИП-2}}^{\text{Н}} = S_{\text{сИП-2}} + jQ_{\text{сИП-2}}^{\text{Н}} = 83,87 + j47,31 + j1,3 = 83,87 + j48,61 \text{ МВА;}$$

поток мощности, текущий от узла 2 в линию ИП-2.:

$$S_{\text{ИП-2-2}} = 82,45 + j45,1 \text{ МВА;}$$

поток мощности в конце линии ИП-2:

$$S_{\text{ИП-2}}^{\text{К}} = S_{\text{сИП-2-2}} - jQ_{\text{сИП-2}}^{\text{К}} = 82,45 + j45,1 - j1,21 = 82,45 + j43,88 \text{ МВА;}$$

потери мощности в линии ИП-2:

$$\Delta \dot{S}_{\text{ИП-2}} = \frac{(S_{\text{ИП-2}}^{\text{К}})^2}{U_2^2} (R_{\text{л}} + jX_{\text{л}}) = \frac{(82,45 + j43,88)^2}{112,73^2} (2,006 + j6,885) = 1,37 + j4,72 \text{ МВА.}$$

Линия 2-4:

Зарядная мощность в начале и конце линии 2-4:

$$Q_{\text{с}2-4}^{\text{Н}} = U_2^2 \cdot \frac{B_{2-4}}{2} = 112,73^2 \cdot \frac{126,36 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,8 \text{ Мвар;}$$

зарядная мощность в конце линии:

$$Q_{\text{с}2-4}^{\text{К}} = U_4^2 \cdot \frac{B_{2-4}}{2} = 110,26^2 \cdot \frac{126,36 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,76 \text{ Мвар;}$$

поток мощности, текущий от узла 2 в линию 2-4.:

$$S_{2-2-4} = 63,33 + j34,25 \text{ МВА;}$$

поток мощности в начале линии 2-4:

$$S_{2-4}^{\text{Н}} = S_{\text{с}2-4} + jQ_{\text{с}2-4}^{\text{Н}} = 63,33 + j34,25 + j0,802 = 63,33 + j35,05 \text{ МВА;}$$

поток мощности, текущий от узла 4 в линию 2-4.:

$$S_{2-4-4} = 62,58 + j33,86 \text{ МВА;}$$

поток мощности в конце линии ИП-2:

$$S_{2-4}^{\text{К}} = S_{\text{с}2-4-4} - jQ_{\text{с}2-4}^{\text{К}} = 62,58 + j33,86 - j0,768 = 62,58 + j33,09 \text{ МВА;}$$

потери мощности в линии 2-4:

$$\Delta \dot{S}_{2-4} = \frac{(S_{2-4}^{\text{К}})^2}{U_4^2} (R_{\text{л}} + jX_{\text{л}}) = \frac{(62,58 + j33,09)^2}{110,26^2} (1,82 + j4,74) = 0,75 + j1,95 \text{ МВА.}$$

Линия 4-3:

Зарядная мощность в начале и конце линии 4-3:

$$Q_{\text{с}4-3}^{\text{Н}} = U_4^2 \cdot \frac{B_{4-3}}{2} = 110,26^2 \cdot \frac{109,66 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,666 \text{ Мвар;}$$

зарядная мощность в конце линии:

$$Q_{\text{с}4-3}^{\text{К}} = U_3^2 \cdot \frac{B_{4-3}}{2} = 108,79^2 \cdot \frac{109,66 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,648 \text{ Мвар;}$$

поток мощности, текущий от узла 4 в линию 4-3.:

$$S_{4-4-3} = 28,43 + j15,11 \text{ МВА;}$$

поток мощности в начале линии 4-3:

$$S_{4-3}^{\text{Н}} = S_{\text{с}4-3} + jQ_{\text{с}4-3}^{\text{Н}} = 28,43 + j15,11 + j0,666 = 28,43 + j15,77 \text{ МВА;}$$

поток мощности, текущий от узла 3 в линию 4-3 ...:

$$S_{4-3-3} = 28,16 + j16,03 \text{ МВА;}$$

поток мощности в конце линии 4-3:

$$S_{4-3}^{\dot{K}} = S_{c4-3-3}^{\dot{K}} - jQ_{c4-3}^{\dot{K}} = 28,16 + j16,03 - j0,648 = 28,16 + j15,38 \text{ МВА};$$

потери мощности в линии 4-3:

$$\Delta S_{4-3}^{\dot{K}} = \frac{(S_{4-3}^{\dot{K}})^2}{U_3^2} (R_L + jX_L) = \frac{(28,16 + j15,3)^2}{108,79^2} (3,16 + j4,55) =$$

$$= 0,27 + j0,39 \text{ МВА}.$$

ПС1:

Потери мощности в стальных сердечниках трансформаторов:

$$\Delta P_{\text{ст}} = U_1^2 \cdot G_T = 155,21^2 \cdot 2,87 = 0,069 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{\text{ст}} = U_1^2 \cdot B_T = 155,21^2 \cdot 16,93 = 0,408 \text{ Мвар};$$

Поток мощности, текущий от узла 1 в трансформатор 1-11:

$$S_{1-11}^{\dot{K}} = 17,1 + j9,52 \text{ МВА}.$$

Поток мощности в начале:

$$S_{T1}^{\dot{H}} = S_{1-11}^{\dot{K}} - \Delta S_{T1\text{ст}}^{\dot{K}} = 17,1 + j9,52 - 0,069 - j0,408 = 17,03 + j9,11 \text{ МВА}.$$

Поток мощности в конце:

$$S_{T1}^{\dot{K}} = S_1^{\dot{K}} = 17 + j8,06 \text{ МВА}.$$

Потери мощности в медных обмотках трансформаторов:

$$\Delta S_{T1\text{м}}^{\dot{K}} = \frac{(\dot{S}_{T1}^{\dot{K}})^2 \cdot (R_T + jX_T)}{U_1^2} = \frac{(17 + j8,06)^2 \cdot (2,19 + j43,39)}{(10,67 \cdot 10,45)^2}$$

$$= 0,062 + j1,23 \text{ МВА}.$$

ПС2:

Потери мощности в стальных сердечниках трансформаторов:

$$\Delta P_{\text{ст}} = U_2^2 \cdot G_T = 112,73^2 \cdot 2,87 = 0,036 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{\text{ст}} = U_2^2 \cdot B_T = 112,73^2 \cdot 16,93 = 0,215 \text{ Мвар};$$

Поток мощности, текущий от узла 2 в трансформатор 2-22:

$$S_{2-22}^{\dot{K}} = 19,12 + j10,86 \text{ МВА}.$$

Поток мощности в начале:

$$S_{T2}^{\dot{H}} = S_{2-22}^{\dot{K}} - \Delta S_{T2\text{ст}}^{\dot{K}} = 19,12 + j10,86 - 0,036 - j0,215 = 19,08 + j10,64 \text{ МВА}.$$

Поток мощности в конце:

$$S_{T2}^{\dot{K}} = S_2^{\dot{K}} = 19 + j9,01 \text{ МВА}.$$

Потери мощности в медных обмотках трансформаторов:

$$\Delta S_{T2\text{м}}^{\dot{K}} = \frac{(\dot{S}_{T2}^{\dot{K}})^2 \cdot (R_T + jX_T)}{U_2^2} = \frac{(19 + j9,01)^2 \cdot (2,19 + j43,39)}{(10,37 \cdot 10,45)^2}$$

$$= 0,082 + j1,63 \text{ МВА}.$$

ПС3:

Потери мощности в стальных сердечниках трансформаторов:

$$\Delta P_{\text{ст}} = U_3^2 \cdot G_T = 108,79^2 \cdot 4,08 = 0,048 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{\text{ст}} = U_3^2 \cdot B_T = 108,79^2 \cdot 2,64 = 0,31 \text{ Мвар};$$

Поток мощности, текущий от узла 3 в трансформатор 3-33:

$$S_{3-33} = 28,16 + j16,03 \text{ МВА.}$$

Поток мощности в начале:

$$S_{T3}^H = S_{3-33} - \Delta S_{T3CT} = 28,16 + j16,03 - 0,048 - j0,31 = 28,11 + j15,71 \text{ МВА.}$$

Поток мощности в конце:

$$S_{T3}^K = S_3 = 28 + j13,28 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в медных обмотках трансформаторов:

$$\begin{aligned} \Delta S_{T3M} &= \frac{(\dot{S}_{T3}^K)^2 \cdot (R_T + X_T)}{U_3^2} = \frac{(28 + j13,28)^2 \cdot (1,26 + j27,77)}{(9,55 \cdot 10,95)^2} \\ &= 0,111 + j2,43 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

ПС4:

Потери мощности в стальных сердечниках трансформаторов:

$$\Delta P_{CT} = U_4^2 \cdot G_T = 110,26^2 \cdot 5,44 = 0,066 \text{ МВт;}$$

$$\Delta Q_{CT} = U_4^2 \cdot B_T = 110,26^2 \cdot 3,93 = 0,47 \text{ Мвар;}$$

Поток мощности, текущий от узла 4 в трансформатор 4-44:

$$S_{4-44} = 34,15 + j18,75 \text{ МВА.}$$

Поток мощности в начале:

$$S_{T4}^H = S_{4-44} - \Delta S_{T4CT} = 34,15 + j18,75 - 0,066 - j0,47 = 34,08 + j18,27 \text{ МВА.}$$

Поток мощности в конце:

$$S_{T4}^K = S_4 = 34 + j16,13 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в медных обмотках трансформаторов:

$$\begin{aligned} \Delta S_{T4M} &= \frac{(\dot{S}_{T4}^K)^2 \cdot (R_T + X_T)}{U_3^2} = \frac{(34 + j16,13)^2 \cdot (0,71 + j17,35)}{(9,79 \cdot 10,95)^2} \\ &= 0,087 + j2,13 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

ПС5:

Потери мощности в стальных сердечниках трансформаторов:

$$\Delta P_{CT} = U_5^2 \cdot G_T = 113,21^2 \cdot 5,44 = 0,069 \text{ МВт;}$$

$$\Delta Q_{CT} = U_5^2 \cdot B_T = 113,21^2 \cdot 3,93 = 0,50 \text{ Мвар;}$$

Поток мощности, текущий от узла 5 в трансформатор 5-55:

$$S_{5-55} = 34,15 + j18,66 \text{ МВА.}$$

Поток мощности в начале:

$$S_{T5}^H = S_{5-55} - \Delta S_{T5CT} = 34,15 + j18,66 - 0,069 - j0,50 = 34,08 + j18,15 \text{ МВА.}$$

Поток мощности в конце:

$$S_{T5}^K = S_4 = 34 + j16,13 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в медных обмотках трансформаторов:

$$\begin{aligned} \Delta S_{T5M} &= \frac{(\dot{S}_{T5}^K)^2 \cdot (R_T + X_T)}{U_3^2} = \frac{(34 + j16,13)^2 \cdot (0,71 + j17,35)}{(10,07 \cdot 10,95)^2} \\ &= 0,082 + j2,02 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Б). Составим карту режима сети при максимальных нагрузках (Приложение

3.2 Режим наименьших нагрузок

В режиме минимальных нагрузок последние составляют 35% от наибольшей нагрузки по заданию.

$$U_{\text{ИП}} = 1,03 \cdot 110 = 113,3 \text{ кВ.}$$

Мощности каждой подстанции:

$$\dot{S}_{\text{н1}} = 0,35 \cdot (17 + j8,06) = 5,95 + j2,82 \text{ МВА}, \quad S_{\text{н1}} = 6,58 \text{ МВА},$$

$$\dot{S}_{\text{н2}} = 0,35 \cdot (19 + j9,01) = 6,65 + j3,15 \text{ МВА}, \quad S_{\text{н2}} = 7,35 \text{ МВА},$$

$$\dot{S}_{\text{н3}} = 0,35 \cdot (28 + j13,28) = 9,8 + j4,64 \text{ МВА}, \quad S_{\text{н3}} = 10,84 \text{ МВА},$$

$$\dot{S}_{\text{н4}} = 0,35 \cdot (34 + j16,13) = 11,9 + j5,64 \text{ МВА}, \quad S_{\text{н4}} = 13,17 \text{ МВА},$$

$$\dot{S}_{\text{н5}} = 0,35 \cdot (34 + j16,13) = 11,9 + j5,64 \text{ МВА}, \quad S_{\text{н5}} = 13,17 \text{ МВА}.$$

Для снижения потерь электроэнергии в электрических сетях может происходить отключение части трансформаторов на подстанциях в режиме наименьших нагрузок. Целесообразность отключения должна быть определена расчетным путем.

Найдем экономическую мощность для ПС 1,2:

$$S_{\text{эк1,2}} = S_{\text{ном}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{x}} n(n-1)}{\Delta P_{\text{K}}}} = 16 \sqrt{\frac{19 \cdot 2 \cdot (2-1)}{85}} = 10,69 \text{ МВА}.$$

Найдем экономическую мощность для ПС 3:

$$S_{\text{эк3}} = S_{\text{ном}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{x}} n(n-1)}{\Delta P_{\text{K}}}} = 25 \sqrt{\frac{27 \cdot 2 \cdot (2-1)}{120}} = 16,77 \text{ МВА}.$$

Найдем экономическую мощность для ПС 4,5:

$$S_{\text{эк4,5}} = S_{\text{ном}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{x}} n(n-1)}{\Delta P_{\text{K}}}} = 40 \sqrt{\frac{36 \cdot 2 \cdot (2-1)}{170}} = 25,87 \text{ МВА}.$$

Для ПС 1:

Так как $S_{\text{н1}} < S_{\text{эк1}}$, то отключение одного из двух трансформаторов целесообразно.

Для ПС 2:

Так как $S_{\text{н2}} < S_{\text{эк2}}$, то отключение одного из двух трансформаторов целесообразно.

Для ПС 3:

Так как $S_{H3} < S_{ЭК3}$, то отключение одного из двух трансформаторов нецелесообразно.

Для ПС 4:

Так как $S_{H4} < S_{ЭК4}$, то отключение одного из двух трансформаторов целесообразно.

Для ПС 5:

Так как $S_{H5} < S_{ЭК5}$, то отключение одного из двух трансформаторов целесообразно.

В режиме наименьших нагрузок общие потери активной мощности при параллельной работе трансформаторов могут превышать потери при одиночной работе трансформатора, и поэтому, выгодно отключить один из трансформаторов.

Сопротивления трансформаторов на подстанциях увеличатся в $n=2$ раз. Поперечные проводимости трансформаторов уменьшатся в $n=2$ раз.

Полные ёмкостные поперечные проводимости линии, сопротивления связей и коэффициенты трансформации трансформаторов рассчитаны прежде.

Рассчитываем режим сети при минимальных нагрузках при двух работающих трансформаторах на подстанциях, и затем рассчитаем при одном трансформаторе. Ориентируясь на потери активной мощности в трансформаторах, можно сделать вывод, на каких подстанциях один из трансформаторов следует отключить, при этом отключение считаем целесообразным, если потери активной мощности уменьшаются. Расчёт произведём на ЭВМ с помощью программно-вычислительного комплекс «ПРРЭС».

 данные: узлы

наименование	№ узла	Рск.	Уном.	фаза (г)	U (кв)	Рн (мвт)	Qн (мвар)	Рг (мвт)	Qг (мвар)	шунт а	шунт г	Qг min	Qг max	Бал
ИП	100		110.0	0.00	113.00									6 ▼
ПС 1	1		110.0	0.00	110.00									
НАГРУЗКА 1	11		10.0	0.00	10.00	6.0	2.8							
ПС 2	2		110.0	0.00	110.00									
НАГРУЗКА 2	22		10.0	0.00	10.00	6.7	3.1							
ПС 3	3		110.0	0.00	110.00									
НАГРУЗКА 3	33		10.0	0.00	10.00	9.8	4.6							
ПС 4	4		110.0	0.00	110.00									
НАГРУЗКА 4	44		10.0	0.00	10.00	11.9	5.6							
ПС 5	5		110.0	0.00	110.00									
НАГРУЗКА 5	55		10.0	0.00	10.00	11.9	5.6							

Рисунок 3.16 – Данные узлы при параллельной работе трансформаторов на ПС

данные: связи

наименование	узел I	узел J	№	откл	R (ом)	X (ом)	емк.пров	J Ктр. а	J Ктр. r	тип	шунт а	шунт r	дисп.№
ИП-1	100	1			1.938	3.990	102.9			ЛЭП			
T1	1	11			2.195	43.390		10.450		ТР2	2.9	16.9	
1-5	1	5			3.762	5.425	130.6			ЛЭП			
T5	5	55			0.710	17.350		10.950		ТР2р	5.4	39.3	
ИП-2	100	2			2.066	6.885	190.9			ЛЭП			
T2	2	22			2.195	43.390		10.450		ТР2	2.9	16.9	
2-4	2	4			1.820	4.740	126.4			ЛЭП			
T4	4	44			0.710	17.350		10.950		ТР2р	5.4	39.3	
4-3	4	3			3.160	4.557	109.7			ЛЭП			
T3	3	33			1.260	27.770		10.950		ТР2р	4.1	26.5	

Рисунок 3.17 – Данные связи при параллельной работе трансформаторов на ПС

результат: схема

количество подсистем	1	
отключено связей	0	
погашено узлов	0	
суммарные: (мвт)/(мгвар)	активные	реактивные
выработка на станциях	46.89	17.44
нагрузка потребителей	46.20	21.89
нагрузка в шунтах	0.00	0.00
потери в связях - QL	0.69	-4.45
установленная нагрузка	46.20	21.89
потери в линиях	0.38	0.98
потери в шунтах линий	0.00	0.00
генерация ЛЭП = QL	0.00	8.27
потери в трансформаторах	0.30	2.84
потери в шунтах трансф-ров	0.25	1.69
баланс W(x):k-нормы	0.00	0.00

Рисунок 3.18 – Результат: схема при параллельной работе трансформаторов на ПС

результат: узлы

наименование	№ узла	№ск	фаза (гр)	U (кв)	Pn (мвт)	Qn (мгвар)	Pг (мвт)	Qг (мгвар)	P шунта	Q шунта	Б/У
ИП	100		0.00	113.00			46.89	17.44			БАЛ
ПС 1	1		-0.26	112.43							
НАГРУЗКА 1	11		-1.42	10.63	5.95	2.82					
ПС 2	2		-0.79	111.76							
НАГРУЗКА 2	22		-2.10	10.55	6.65	3.15					
ПС 3	3		-1.33	110.52							
НАГРУЗКА 3	33		-2.60	9.97	9.80	4.64					
ПС 4	4		-1.19	110.99							
НАГРУЗКА 4	44		-2.14	10.04	11.90	5.64					
ПС 5	5		-0.46	111.75							
НАГРУЗКА 5	55		-1.40	10.11	11.90	5.64					

Рисунок 3.19 – Результат: узлы при параллельной работе трансформаторов на ПС

результат: связи

наименование	№ узла	№ сек.	U _ф	P _{ij}	Q _{ij}	P _{ji}	Q _{ji}	d (P)	d (Q)	Q _г	шунт а	шунт г	ток i _{j(a)}	ток j _{i(a)}
ИП-1	100	1	0	18.08	6.81	-18.02	-8.00	0.06	-1.19	1.31			98.72	101.26
T1	1	11	0	5.99	3.19	-5.95	-2.82	0.04	0.37		0.036	0.209	34.86	357.57
1-5	1	5	0	12.03	4.81	-11.98	-6.38	0.05	-1.57	1.64			66.54	70.10
T5	5	55	0	11.98	6.38	-11.90	-5.64	0.08	0.74		0.066	0.482	70.10	752.07
ИП-2	100	2	0	28.80	10.63	-28.65	-12.52	0.16	-1.89	2.41			156.88	161.51
T2	2	22	0	6.70	3.56	-6.65	-3.15	0.05	0.41		0.035	0.206	39.16	402.58
2-4	2	4	0	21.95	8.96	-21.87	-10.31	0.08	-1.35	1.57			122.49	125.77
T4	4	44	0	11.98	6.37	-11.90	-5.64	0.08	0.73		0.065	0.475	70.57	757.31
4-3	4	3	0	9.89	3.94	-9.86	-5.24	0.03	-1.30	1.35			55.38	58.34
T3	3	33	0	9.86	5.24	-9.80	-4.64	0.06	0.60		0.049	0.316	58.34	628.21

Рисунок 3.20 – Результат: связи при параллельной работе трансформаторов на ПС

данные: узлы

наименование	№ узла	№ сек.	U _{ном.}	фаза (г)	U (кв)	P _н (мгвт)	Q _н (мгвар)	P _г (мгвт)	Q _г (мгвар)	шунт а	шунт г	Q _{г min}	Q _{г max}	бал
ИП	100		110.0	0.00	113.13									бал
ПС 1	1		110.0	0.00	110.00									
НАГРУЗКА 1	11		10.0	0.00	10.00	6.0	2.8							
ПС 2	2		110.0	0.00	110.00									
НАГРУЗКА 2	22		10.0	0.00	10.00	6.7	3.1							
ПС 3	3		110.0	0.00	110.00									
НАГРУЗКА 3	33		10.0	0.00	10.00	9.8	4.6							
ПС 4	4		110.0	0.00	110.00									
НАГРУЗКА 4	44		10.0	0.00	10.00	11.9	5.6							
ПС 5	5		110.0	0.00	110.00									
НАГРУЗКА 5	55		10.0	0.00	10.00	11.9	5.6							

Рисунок 3.21 – Данные узлы при работе одного трансформатора на ПС

данные: связи

наименование	узел I	узел J	№ сек.	откл.	R (ом)	X (ом)	емк. пров.	J Ктр. а	J Ктр. г	тип	шунт а	шунт г	дисп. №
ИП-1	100	1			1.938	3.990	102.9			ЛЭП			
T1	1	11			4.390	66.780		10.450		ТР2	1.4	8.4	
1-5	1	5			3.762	5.420	130.6			ЛЭП			
T5	5	55			1.420	34.700		10.950		ТР2р	2.7	19.6	
ИП-2	100	2			2.066	6.886	190.9			ЛЭП			
T2	2	22			4.390	86.780		10.450		ТР2	1.4	8.4	
2-4	2	4			1.820	4.740	126.4			ЛЭП			
T4	4	44			1.420	34.700		10.950		ТР2р	2.7	19.6	
4-3	4	3			3.160	4.557	109.7			ЛЭП			
T3	3	33			2.520	55.540		10.950		ТР2р	2.0	13.3	

Рисунок 3.22 – Данные связи при работе одного трансформатора на ПС

результат: схема

количество подсистем	1
отключено связей	0
погашено узлов	0
суммарные: (мгвт) / (мгвар)	активные реактивные
выработка на станциях	46.81 17.65
нагрузка потребителей	46.20 21.89
нагрузка в шунтах	0.00 0.00
потери в связях - QL	0.61 -4.24
установленная нагрузка	46.20 21.89
потери в линиях	0.38 0.98
потери в шунтах линий	0.00 0.00
генерация ЛЭП = QL	0.00 8.29
потери в трансформаторах	0.23 3.07
потери в шунтах трансф-ров	0.12 0.83
баланс W(x) : k-нормы	0.00 0.00

Рисунок 3.23 – Результат: схема при работе одного трансформатора на ПС

результат: узлы

наименование	№ узла	Рск	фаза (гр)	U (кВ)	Рн (мВт)	Qн (мВар)	Рг (мВт)	Qг (мВар)	Р шунта	Q шунта	Б/У
ИП	100		0.00	113.13			46.81	17.65			БЛ
ПС 1	1		-0.26	112.56							
НАГРУЗКА 1	11		-2.04	10.57	5.95	2.82					
ПС 2	2		-0.78	111.88							
НАГРУЗКА 2	22		-3.44	10.42	6.65	3.15					
ПС 3	3		-1.32	110.63							
НАГРУЗКА 3	33		-3.88	9.85	9.80	4.64					
ПС 4	4		-1.18	111.11							
НАГРУЗКА 4	44		-3.10	9.96	11.90	5.64					
ПС 5	5		-0.46	111.89							
НАГРУЗКА 5	55		-2.35	10.03	11.90	5.64					

Рисунок 3.24 – Результат: узлы при работе одного трансформатора на ПС

результат: связи

наименование	№ П	Рij	Qij	Рji	Qji	d(Р)	d(Q)	Qг	шунт а	шунт к	ток ij(a)	ток ji(a)
ИП-1	100 1 0	18.05	6.79	-17.99	-7.98	0.06	-1.19	1.31			98.40	100.94
T1	1 11 0	5.98	3.16	-5.95	-2.82	0.03	0.34		0.017	0.103	34.72	359.52
1-5	1 5 0	12.01	4.82	-11.95	-6.39	0.05	-1.57	1.64			66.35	69.93
T5	5 55 0	11.95	6.39	-11.90	-5.64	0.05	0.75		0.033	0.236	69.93	758.15
ИП-2	100 2 0	28.76	10.86	-28.60	-12.75	0.16	-1.89	2.42			156.90	161.62
T2	2 22 0	6.69	3.65	-6.65	-3.15	0.04	0.50		0.017	0.100	39.32	407.67
2-4	2 4 0	21.92	9.10	-21.83	-10.45	0.08	-1.35	1.57			122.46	125.78
T4	4 44 0	11.95	6.39	-11.90	-5.64	0.05	0.75		0.032	0.233	70.43	763.68
4-3	4 3 0	9.88	4.06	-9.85	-5.37	0.03	-1.30	1.35			55.51	58.53
T3	3 33 0	9.85	5.37	-9.80	-4.64	0.05	0.73		0.023	0.155	58.53	635.78

Рисунок 3.25 – Результат: связи при работе одного трансформатора на ПС

Полученные значения потерь активной мощности в трансформаторах на каждой ПС занесем в таблицу 3.1. Сравним значения потерь на каждой ПС при работе двух и одного трансформатора.

Таблица 3.1 - Результаты проверки целесообразности отключения трансформаторов в режиме минимальных нагрузок для снижения потерь активной мощности

№ ПС	1	2	3	4	5
$\Delta P_T^{(2)}$ при двух тр-рах, МВт	0,04	0,05	0,06	0,08	0,08
$\Delta P_T^{(1)}$ при одном тр-ре, МВт	0,03	0,04	0,05	0,05	0,05
$(\Delta P_T^{(2)} - \Delta P_T^{(1)})$, МВт	0,01	0,01	0,01	0,03	0,03
$\frac{(\Delta P_T^{(2)} - \Delta P_T^{(1)})}{\Delta P_T^{(2)}} \cdot 100\%$	25%	20%	16,66%	37,5%	37,5%
Оптимальное решение: один или два тр-ра	1	1	1	1	1

При двух трансформаторах потери активной мощности больше, оставляем второй трансформатор выключенным. Составим схему замещения сети при наименьших нагрузках (Приложение В).

Оценим эффективность мероприятия разностью суммарных потерь активной мощности в трансформаторах электрической сети при двух работающих трансформаторах на каждой ПС и при оптимальном числе работающих трансформаторов:

ПС1:

$$\Delta P_{\Delta P} = \sum \Delta P_T^{(2)} - \sum \Delta P_T^{OPT} = 0,04 - 0,03 = 0,1 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Delta P, \%} = \frac{\sum \Delta P_T^{(2)} - \sum \Delta P_T^{OPT}}{\sum \Delta P_T^{(2)}} \cdot 100\% = \frac{0,04 - 0,03}{0,04} \cdot 100\% = 25\%.$$

ПС2:

$$\Delta P_{\Delta P} = \sum \Delta P_T^{(2)} - \sum \Delta P_T^{OPT} = 0,05 - 0,04 = 0,03 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Delta P, \%} = \frac{\sum \Delta P_T^{(2)} - \sum \Delta P_T^{OPT}}{\sum \Delta P_T^{(2)}} \cdot 100\% = \frac{0,05 - 0,04}{0,05} \cdot 100\% = 20\%.$$

ПС3:

$$\Delta P_{\Delta P} = \sum \Delta P_T^{(2)} - \sum \Delta P_T^{OPT} = 0,06 - 0,05 = 0,01 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Delta P, \%} = \frac{\sum \Delta P_T^{(2)} - \sum \Delta P_T^{OPT}}{\sum \Delta P_T^{(2)}} \cdot 100\% = \frac{0,06 - 0,05}{0,06} \cdot 100\% = 16,66\%.$$

ПС4:

$$\Delta P_{\Delta P} = \sum \Delta P_T^{(2)} - \sum \Delta P_T^{OPT} = 0,08 - 0,05 = 0,03 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Delta P, \%} = \frac{\sum \Delta P_T^{(2)} - \sum \Delta P_T^{OPT}}{\sum \Delta P_T^{(2)}} \cdot 100\% = \frac{0,08 - 0,05}{0,08} \cdot 100\% = 37,5\%.$$

ПС5:

$$\Delta P_{\Delta P} = \sum \Delta P_T^{(2)} - \sum \Delta P_T^{OPT} = 0,08 - 0,05 = 0,03 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Delta P, \%} = \frac{\sum \Delta P_T^{(2)} - \sum \Delta P_T^{OPT}}{\sum \Delta P_T^{(2)}} \cdot 100\% = \frac{0,08 - 0,05}{0,08} \cdot 100\% = 37,5\%.$$

Вывод:

Отключение части трансформаторов в режиме минимальных нагрузок обеспечило снижение потерь активной мощности в трансформаторах электрической сети на 136,66%.

Определение дополнительных параметров в элементах сети
Линия ИП-1:

Зарядная мощность в начале и конце линии ИП-1:

$$Q_{с\text{ ИП-1}}^H = U_{ИП}^2 \cdot \frac{B_{ИП-1}}{2} = 113,13^2 \cdot \frac{102,866 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,658 \text{ Мвар};$$

зарядная мощность в конце линии:

$$Q_{с\text{ ИП-1}}^K = U_1^2 \cdot \frac{B_{ИП-1}}{2} = 112,66^2 \cdot \frac{102,866 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,652 \text{ Мвар};$$

поток мощности, текущий от узла ИП в линию ИП-1 .:

$$S_{ИП-ИП-1} = 18,05 + j6,79 \text{ МВА};$$

поток мощности в начале линии ИП-1:

$$S_{\text{ИП-1}}^{\text{H}} = S_{\text{с ИП-ИП-1}} + jQ_{\text{с ИП-1}}^{\text{H}} = 18,05 + j6,79 + j0,658 \\ = 18,05 + j7,44 \text{ МВА};$$

поток мощности, текущий от узла 1 в линию ИП-1.:

$$S_{\text{ИП-1-1}} = 17,99 + j7,98 \text{ МВА};$$

поток мощности в конце линии ИП-1:

$$S_{\text{ИП-1}}^{\text{K}} = S_{\text{с ИП-1-1}} - jQ_{\text{с ИП-1}}^{\text{K}} = 17,99 + j7,98 - j0,652 \\ = 17,99 + j7,32 \text{ МВА};$$

потери мощности в линии ИП-1:

$$\Delta S_{\text{ИП-1}} = \frac{(S_{\text{ИП-1}}^{\text{K}})^2}{U_1^2} (R_{\text{л}} + jX_{\text{л}}) = \frac{(17,99 + j7,32)^2}{112,66^2} (1,938 + j3,99) = \\ = 0,057 + j0,11 \text{ МВА}.$$

Линия 1-5:

Зарядная мощность в начале и конце линии 1-5:

$$Q_{\text{с 1-5}}^{\text{H}} = U_1^2 \cdot \frac{B_{1-5}}{2} = 112,66^2 \cdot \frac{130,55 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,828 \text{ Мвар};$$

зарядная мощность в конце линии:

$$Q_{\text{с 1-5}}^{\text{K}} = U_5^2 \cdot \frac{B_{1-5}}{2} = 111,89^2 \cdot \frac{130,55 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,817 \text{ Мвар};$$

поток мощности, текущий от узла 1 в линию 1-5

$$S_{1-1-5} = 12,01 + j4,82 \text{ МВА};$$

поток мощности в начале линии 1-5:

$$S_{1-5}^{\text{H}} = S_{\text{с 1-1-5}} + jQ_{\text{с 1-5}}^{\text{H}} = 12,01 + j4,82 + j0,828 = 12,01 + j5,64 \text{ МВА};$$

поток мощности, текущий от узла 5 в линию 1-5.:

$$S_{1-5-5} = 11,95 + j6,39 \text{ МВА};$$

поток мощности в конце линии 1-5:

$$S_{1-5}^{\text{K}} = S_{\text{с 1-5-5}} - jQ_{\text{с 1-5}}^{\text{K}} = 11,95 + j6,39 - j0,817 = 11,95 + j5,57 \text{ МВА};$$

потери мощности в линии 1-5:

$$\Delta S_{1-5} = \frac{(S_{1-5}^{\text{K}})^2}{U_5^2} (R_{\text{л}} + jX_{\text{л}}) = \frac{(11,95 + j5,57)^2}{111,89^2} (3,765 + j5,425) = \\ = 0,052 + j0,075 \text{ МВА}.$$

Линия ИП-2:

Зарядная мощность в начале и конце линии ИП-2:

$$Q_{\text{с ИП-2}}^{\text{H}} = U_{\text{ИП}}^2 \cdot \frac{B_{\text{ИП-2}}}{2} = 113,13^2 \cdot \frac{190,94 \cdot 10^{-6}}{2} = 1,22 \text{ Мвар};$$

зарядная мощность в конце линии:

$$Q_{\text{с ИП-2}}^{\text{K}} = U_2^2 \cdot \frac{B_{\text{ИП-2}}}{2} = 111,88^2 \cdot \frac{190,94 \cdot 10^{-6}}{2} = 1,19 \text{ Мвар};$$

поток мощности, текущий от узла ИП в линию ИП-2.:

$$S_{\text{ИП-ИП-2}} = 28,76 + j10,86 \text{ МВА};$$

поток мощности в начале линии ИП-2:

$$S_{\text{ИП-2}}^{\text{Н}} = S_{\text{с ИП-2}} + jQ_{\text{с ИП-2}}^{\text{Н}} = 28,76 + j10,86 + j1,22 = 28,76 + j12,08 \text{ МВА};$$

поток мощности, текущий от узла 2 в линию ИП-2.:

$$S_{\text{ИП-2-2}} = 28,6 + j12,75 \text{ МВА};$$

поток мощности в конце линии ИП-2:

$$S_{\text{ИП-2}}^{\text{К}} = S_{\text{с ИП-2-2}} - jQ_{\text{с ИП-2}}^{\text{К}} = 28,6 + j12,75 - j1,19 = 28,6 + j11,55 \text{ МВА};$$

потери мощности в линии ИП-2:

$$\Delta S_{\text{ИП-2}} = \frac{(S_{\text{ИП-2}}^{\text{К}})^2}{U_2^2} (R_{\text{л}} + jX_{\text{л}}) = \frac{(28,6 + j11,55)^2}{111,88^2} (2,006 + j6,885) = 0,152 + j0,52 \text{ МВА}.$$

Линия 2-4:

Зарядная мощность в начале и конце линии 2-4:

$$Q_{\text{с 2-4}}^{\text{Н}} = U_2^2 \cdot \frac{B_{2-4}}{2} = 111,88^2 \cdot \frac{126,36 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,79 \text{ Мвар};$$

зарядная мощность в конце линии:

$$Q_{\text{с 2-4}}^{\text{К}} = U_4^2 \cdot \frac{B_{2-4}}{2} = 111,11^2 \cdot \frac{126,36 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,77 \text{ Мвар};$$

поток мощности, текущий от узла 2 в линию 2-4.:

$$S_{2-2-4} = 21,92 + j9,1 \text{ МВА};$$

поток мощности в начале линии 2-4:

$$S_{2-4}^{\text{Н}} = S_{\text{с 2-4}} + jQ_{\text{с 2-4}}^{\text{Н}} = 21,92 + j9,1 + j0,79 = 21,92 + j9,89 \text{ МВА};$$

поток мощности, текущий от узла 4 в линию 2-4.:

$$S_{2-4-4} = 21,83 + j10,45 \text{ МВА};$$

поток мощности в конце линии ИП-2:

$$S_{2-4}^{\text{К}} = S_{\text{с 2-4-4}} - jQ_{\text{с 2-4}}^{\text{К}} = 21,83 + j10,45 - j0,77 = 21,83 + j9,67 \text{ МВА};$$

потери мощности в линии 2-4:

$$\Delta S_{2-4} = \frac{(S_{2-4}^{\text{К}})^2}{U_4^2} (R_{\text{л}} + jX_{\text{л}}) = \frac{(21,83 + j9,67)^2}{111,11^2} (1,82 + j4,74) = 0,084 + j0,21 \text{ МВА}.$$

Линия 4-3:

Зарядная мощность в начале и конце линии 4-3:

$$Q_{\text{с 4-3}}^{\text{Н}} = U_4^2 \cdot \frac{B_{4-3}}{2} = 111,11^2 \cdot \frac{109,66 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,676 \text{ Мвар};$$

зарядная мощность в конце линии:

$$Q_{\text{с 4-3}}^{\text{К}} = U_3^2 \cdot \frac{B_{4-3}}{2} = 110,63^2 \cdot \frac{109,66 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,671 \text{ Мвар};$$

поток мощности, текущий от узла 4 в линию 4-3.:

$$S_{4-4-3} = 9,88 + j4,06 \text{ МВА};$$

поток мощности в начале линии 4-3:

$$S_{4-3}^H = S_{c4-3} + jQ_{c4-3}^H = 9,88 + j4,06 + j0,676 = 9,88 + j4,73 \text{ МВА};$$

поток мощности, текущий от узла 3 в линию 4-3.:

$$S_{4-3-3} = 9,85 + j5,37 \text{ МВА};$$

поток мощности в конце линии 4-3:

$$S_{4-3}^K = S_{c4-3-3} - jQ_{c4-3}^K = 9,85 + j5,37 - j0,671 = 9,85 + j4,69 \text{ МВА};$$

потери мощности в линии 4-3:

$$\Delta S_{4-3} = \frac{(S_{4-3}^K)^2}{U_3^2} (R_L + jX_L) = \frac{(9,85 + j4,69)^2}{110,63^2} (3,16 + j4,55) = 0,03 + j0,04 \text{ МВА}.$$

ПС1:

Потери мощности в стальных сердечниках трансформаторов:

$$\Delta P_{ст} = U_1^2 \cdot G_T = 112,56^2 \cdot 2,87 = 0,036 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{ст} = U_1^2 \cdot B_T = 112,56^2 \cdot 16,93 = 0,214 \text{ Мвар};$$

Поток мощности, текущий от узла 1 в трансформатор 1-11:

$$S_{1-11} = 5,98 + j3,16 \text{ МВА}.$$

Поток мощности в начале:

$$S_{T1}^H = S_{1-11} - \Delta S_{T1ст} = 5,98 + j3,16 - 0,036 - j0,214 = 5,98 + j3,16 \text{ МВА}.$$

Поток мощности в конце:

$$S_{T1}^K = S_1 = 5,95 + j2,82 \text{ МВА}.$$

Потери мощности в медных обмотках трансформаторов:

$$\Delta S_{T1м} = \frac{(\dot{S}_{T1}^K)^2 \cdot (R_T + jX_T)}{U_1^2} = \frac{(5,95 + j2,82)^2 \cdot (2,19 + j43,39)}{(10,57 \cdot 10,45)^2} = 0,007 + j0,154 \text{ МВА}.$$

ПС2:

Потери мощности в стальных сердечниках трансформаторов:

$$\Delta P_{ст} = U_2^2 \cdot G_T = 111,88^2 \cdot 2,87 = 0,035 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{ст} = U_2^2 \cdot B_T = 111,88^2 \cdot 16,93 = 0,212 \text{ Мвар};$$

Поток мощности, текущий от узла 2 в трансформатор 2-22:

$$S_{2-22} = 0,69 + j3,65 \text{ МВА}.$$

Поток мощности в начале:

$$S_{T2}^H = S_{2-22} - \Delta S_{T2ст} = 0,69 + j3,65 - 0,035 - j0,212 = 0,65 + j3,43 \text{ МВА}.$$

Поток мощности в конце:

$$S_{T2}^K = S_2 = 6,65 + j3,15 \text{ МВА}.$$

Потери мощности в медных обмотках трансформаторов:

$$\Delta \dot{S}_{T2M} = \frac{(\dot{S}_{T2}^K)^2 \cdot (R_T + X_T)}{U_2^2} = \frac{(6,65 + j3,15)^2 \cdot (2,19 + j43,39)}{(10,42 \cdot 10,45)^2} \\ = 0,01 + j0,19 \text{ МВА.}$$

ПС3:

Потери мощности в стальных сердечниках трансформаторов:

$$\Delta P_{\text{ст}} = U_3^2 \cdot G_T = 110,63^2 \cdot 4,08 = 0,049 \text{ МВт;}$$

$$\Delta Q_{\text{ст}} = U_3^2 \cdot B_T = 110,63^2 \cdot 2,64 = 0,32 \text{ Мвар;}$$

Поток мощности, текущий от узла 3 в трансформатор 3-33:

$$\dot{S}_{3-33} = 9,85 + j5,37 \text{ МВА.}$$

Поток мощности в начале:

$$\dot{S}_{T3}^H = \dot{S}_{3-33} - \Delta \dot{S}_{T3\text{ст}} = 9,85 + j5,37 - 0,049 - j0,32 = 9,8 + j5,04 \text{ МВА.}$$

Поток мощности в конце:

$$\dot{S}_{T3}^K = \dot{S}_3 = 9,8 + j4,46 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в медных обмотках трансформаторов:

$$\Delta \dot{S}_{T3M} = \frac{(\dot{S}_{T3}^K)^2 \cdot (R_T + X_T)}{U_3^2} = \frac{(9,8 + j4,46)^2 \cdot (1,26 + j27,77)}{(9,85 \cdot 10,95)^2} \\ = 0,012 + j0,27 \text{ МВА.}$$

ПС4:

Потери мощности в стальных сердечниках трансформаторов:

$$\Delta P_{\text{ст}} = U_4^2 \cdot G_T = 111,11^2 \cdot 5,44 = 0,069 \text{ МВт;}$$

$$\Delta Q_{\text{ст}} = U_4^2 \cdot B_T = 111,11^2 \cdot 3,93 = 0,5 \text{ Мвар;}$$

Поток мощности, текущий от узла 4 в трансформатор 4-44 :

$$\dot{S}_{4-44} = 11,95 + j6,39 \text{ МВА.}$$

Поток мощности в начале:

$$\dot{S}_{T4}^H = \dot{S}_{4-44} - \Delta \dot{S}_{T4\text{ст}} = 11,95 + j6,39 - 0,069 - j0,5 = 11,88 + j5,9 \text{ МВА.}$$

Поток мощности в конце:

$$\dot{S}_{T4}^K = \dot{S}_4 = 11,9 + j5,64 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в медных обмотках трансформаторов:

$$\Delta \dot{S}_{T4M} = \frac{(\dot{S}_{T4}^K)^2 \cdot (R_T + X_T)}{U_3^2} = \frac{(11,9 + j5,64)^2 \cdot (0,71 + j17,35)}{(9,96 \cdot 10,95)^2} \\ = 0,01 + j0,253 \text{ МВА.}$$

ПС5:

Потери мощности в стальных сердечниках трансформаторов:

$$\Delta P_{\text{ст}} = U_5^2 \cdot G_T = 111,89^2 \cdot 5,44 = 0,068 \text{ МВт;}$$

$$\Delta Q_{\text{ст}} = U_5^2 \cdot B_T = 111,89^2 \cdot 3,93 = 0,49 \text{ Мвар;}$$

Поток мощности, текущий от узла 5 в трансформатор 5-55:

$$\dot{S}_{5-55} = 11,96 + j6,39 \text{ МВА.}$$

Поток мощности в начале:

$$\begin{aligned} S_{T5}^{\dot{n}} &= S_{5-55}^{\dot{}} - \Delta S_{T5CT}^{\dot{}} = 11,96 + j6,39 - 0,068 - j0,49 \\ &= 11,89 + j5,89 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Поток мощности в конце:

$$S_{T5}^{\dot{k}} = S_4^{\dot{}} = 11,9 + j5,64 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в медных обмотках трансформаторов:

$$\begin{aligned} \Delta S_{T5M}^{\dot{}} &= \frac{(\dot{S}_{T5}^K)^2 \cdot (R_T + X_T)}{U_3^2} = \frac{(11,9 + j5,64)^2 \cdot (0,71 + j17,35)}{(10,03 \cdot 10,95)^2} \\ &= 0,01 + j0,24 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Внесем полученные данные на карту режима минимальных нагрузок
(Приложение Г)

3.3 Послеаварийный режим

Рабочее напряжение на шинах ИП в послеаварийном режиме:

$$U_{\text{ИП}} = 1,11 \cdot U_{\text{ном}} = 1,11 \cdot 110 = 121 \text{ МВА}$$

Послеаварийный режим обусловлен отключением одной линии на участках ИП-2 и ИП-1. При этом сопротивления линий увеличатся в 2 раза, а ёмкостная проводимость уменьшится в 2 раза.

Линия ИП-1:

Провод АС-150/24 допустимый ток $I_{\text{доп}}=450\text{А}$, погонные сопротивления линии: $r_0=0,204\text{Ом/км}$; $x_0=0,42\text{Ом/км}$; $b_0 = 2,707 \cdot 10^{-6}\text{См/км}$.

$l=19 \text{ км}$

Сопротивления линии:

$$R_{\text{Л}} = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot l = 1 \cdot 0,204 \cdot 19 = 3,876 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{Л}} = \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot l = 1 \cdot 0,42 \cdot 19 = 7,98 \text{ Ом}.$$

Ёмкостная проводимость:

$$B_{\text{Л}} = n \cdot b_{\text{Л}} \cdot L_{\text{Л}} = 1 \cdot 2,707 \cdot 10^{-6} \cdot 19 = 51,433 \text{ мкСм}.$$

Линия ИП-2:

Провод АС-240/32 допустимый ток $I_{\text{доп}}=610\text{А}$, погонные сопротивления линии: $r_0=0,118\text{Ом/км}$; $x_0=0,405\text{Ом/км}$; $b_0 = 2,808 \cdot 10^{-6}\text{См/км}$.

$l=34\text{км}$

Сопротивления линии:

$$R_{\text{Л}} = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot l = 1 \cdot 0,118 \cdot 34 = 4,012 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{Л}} = \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot l = 1 \cdot 0,405 \cdot 34 = 13,77 \text{ Ом}.$$

Ёмкостная проводимость:

$$B_{\text{Л}} = n \cdot b_{\text{Л}} \cdot L_{\text{Л}} = 1 \cdot 2,808 \cdot 10^{-6} \cdot 34 = 95,472 \text{ мкСм}.$$

Параметры режима (Приложение Д).

Мощности каждой подстанции:

$$\dot{S}_{\text{н1}} = (17+j8,06) \text{ МВА}, \quad S_{\text{н1}}=18,81 \text{ МВА},$$

$$\dot{S}_{\text{н2}} = (19+j9,01) \text{ МВА}, \quad S_{\text{н2}}=21,03 \text{ МВА},$$

$$\dot{S}_{\text{н3}} = (28+j13,28) \text{ МВА}, \quad S_{\text{н3}}=30,99 \text{ МВА},$$

$$\dot{S}_{\text{н4}} = (34+j16,13) \text{ МВА}, \quad S_{\text{н4}}=37,63 \text{ МВА},$$

$$\dot{S}_{\text{н5}} = (34+j16,13) \text{ МВА}, \quad S_{\text{н5}}=37,63 \text{ МВА}.$$

Расчёт проведён на ЭВМ с помощью программно-вычислительного комплекс «ПРРЭС».

Результаты расчета представлены ниже.

 данные: узлы

наименование	№ узла	№ сх.	Уном.	фаза (г)	U (кв)	Рн (мгвт)	Qн (мгвар)	Рг (мгвт)	Qг (мгвар)	шунт а	шунт г	Qг min	Qг max	бал.
ИП	100		110	0.00	121.00									бал
ПС 1	1		110	0.00	110.00									
НАГРУЗКА 1	11		10	0.00	10.00	17.0	8.1							
ПС 2	2		110	0.00	110.00									
НАГРУЗКА 2	22		10	0.00	10.00	19.0	9.0							
ПС 3	3		110	0.00	110.00									
НАГРУЗКА 3	33		10	0.00	10.00	28.0	13.3							
ПС 4	4		110	0.00	110.00									
НАГРУЗКА 4	44		10	0.00	10.00	34.0	16.1							
ПС 5	5		110	0.00	110.00									
НАГРУЗКА 5	55		10	0.00	10.00	34.0	16.1							

Рисунок 3.26 – Данные узлы в послеаварийном режиме

 данные: связи

наименование	узел I	узел J	№	откл.	R (ом)	X (ом)	емк. пров	J Ктр. а	J Ктр. г	тип	шунт а	шунт г	дисп. №
ИП-1	100	1			3.876	7.980	51.4			ЛЭП			
T1	1	11			2.195	43.390		10.450		ТР2	2.9	16.9	
1-5	1	5			3.762	5.420	130.6			ЛЭП			
T5	5	55			0.710	17.350		10.950		ТР2р	5.4	39.3	
ИП-2	100	2			4.012	13.770	95.5			ЛЭП			
T2	2	22			2.195	43.390		10.450		ТР2	2.9	16.9	
2-4	2	4			1.820	4.740	126.4			ЛЭП			
T4	4	44			0.710	17.350		10.950		ТР2р	5.4	39.3	
4-3	4	3			3.160	4.557	109.7			ЛЭП			
T3	3	33			1.260	27.770		10.950		ТР2р	4.1	26.5	

Рисунок 3.27 – Данные связи в послеаварийном режиме

 результат: схема

количество подсистем	1	
отключено связей	0	
погашено узлов	0	
суммарные: (мгвт) / (мгвар)	активные	реактивные
выработка на станциях	137.87	81.62
нагрузка потребителей	132.00	62.61
нагрузка в шунтах	0.00	0.00
потери в связях - QL	5.87	19.01
установленная нагрузка	132.00	62.61
потери в линиях	5.20	14.52
потери в шунтах линий	0.00	0.00
генерация ЛЭП = QL	0.00	6.67
потери в трансформаторах	0.67	11.15
потери в шунтах трансф-ров	0.25	1.65
баланс W(x) : k-нормы	0.00	0.00

Рисунок 3.28 – Результат: схема в послеаварийном режиме

результат: узлы

наименование	№ узла	№ск	фаза (гр)	U (кв)	Рн (мвт)	Qн (мвар)	Рг (мвт)	Qг (мвар)	Р шунта	Q шунта	б/У
ИП	100		0.00	121.00			137.87	81.62			БАЛ
ПС 1	1		-1.25	117.46							
НАГРУЗКА 1	11		-4.34	10.89	17.00	8.06					
ПС 2	2		-4.04	112.28							
НАГРУЗКА 2	22		-7.85	10.33	19.00	9.01					
ПС 3	3		-5.52	108.32							
НАГРУЗКА 3	33		-9.39	9.51	28.00	13.28					
ПС 4	4		-5.14	109.80							
НАГРУЗКА 4	44		-7.97	9.75	34.00	16.13					
ПС 5	5		-1.75	115.51							
НАГРУЗКА 5	55		-4.30	10.29	34.00	16.13					

Рисунок 3.29 – Результат: узлы в послеаварийном режиме

результат: связи

наименование	№ №	Pij	Qij	Pji	Qji	d (P)	d (Q)	Qg	шунт а	шунт г	ток ij (а)	ток ji (а)
ИП-1	100 1 0	52.61	28.12	-51.66	-26.90	0.95	1.22	0.73			284.66	286.32
T1	1 11 0	17.10	9.48	-17.00	-8.06	0.10	1.42		0.038	0.219	96.10	997.42
1-5	1 5 0	34.57	17.42	-34.15	-18.59	0.42	-1.17	1.77			190.27	194.35
T5	5 55 0	34.15	18.59	-34.00	-16.13	0.15	2.46		0.068	0.498	194.35	2112.49
ИП-2	100 2 0	85.26	53.49	-82.46	-45.20	2.80	8.30	1.30			480.27	483.53
T2	2 22 0	19.12	10.87	-19.00	-9.01	0.12	1.86		0.034	0.197	113.09	1175.31
2-4	2 4 0	63.34	34.33	-62.59	-33.91	0.76	0.41	1.56			370.46	374.32
T4	4 44 0	34.15	18.76	-34.00	-16.13	0.15	2.63		0.062	0.448	204.91	2228.94
4-3	4 3 0	28.43	15.15	-28.16	-16.05	0.28	-0.90	1.30			169.42	172.76
T3	3 33 0	28.16	16.05	-28.00	-13.28	0.16	2.77		0.044	0.287	172.76	1881.73

Рисунок 3.30 – Результат: связи в послеаварийном режиме

Определение дополнительных параметров в элементах сети
Линия ИП-1:

Зарядная мощность в начале и конце линии ИП-1:

$$Q_{с\text{ИП-1}}^{\text{н}} = U_{\text{ИП}}^2 \cdot \frac{B_{\text{ИП-1}}}{2} = 121^2 \cdot \frac{51,433 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,376 \text{ Мвар};$$

зарядная мощность в конце линии:

$$Q_{с\text{ИП-1}}^{\text{к}} = U_1^2 \cdot \frac{B_{\text{ИП-1}}}{2} = 117,46^2 \cdot \frac{51,433 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,354 \text{ Мвар};$$

поток мощности, текущий от узла ИП в линию ИП-1 .:

$$S_{\text{ИП-ИП-1}} = 52,61 + j28,12 \text{ МВА};$$

поток мощности в начале линии ИП-1:

$$\begin{aligned} S_{\text{ИП-1}}^{\text{н}} &= S_{с\text{ИП-ИП-1}} + jQ_{с\text{ИП-1}}^{\text{н}} = 52,61 + j28,12 + j0,376 \\ &= 52,61 + j28,49 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

поток мощности, текущий от узла 1 в линию ИП-1.:

$$S_{\text{ИП-1-1}} = 51,66 + j26,9 \text{ МВА};$$

поток мощности в конце линии ИП-1:

$$\begin{aligned} S_{\text{ИП-1}}^{\text{к}} &= S_{с\text{ИП-1-1}} - jQ_{с\text{ИП-1}}^{\text{к}} = 51,66 + j26,9 - j0,354 \\ &= 51,66 + j26,54 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

потери мощности в линии *ИП-1*:

$$\Delta \dot{S}_{\text{ИП-1}} = \frac{(S_{\text{ИП-1}}^{\text{к}})^2}{U_1^2} (R_{\text{л}} + jX_{\text{л}}) = \frac{(51,66 + j26,54)^2}{117,46^2} (3,876 + j7,98) = 0,947 + j1,95 \text{ МВА.}$$

Линия 1-5:

Зарядная мощность в начале и конце линии 1-5:

$$Q_{\text{с1-5}}^{\text{н}} = U_1^2 \cdot \frac{B_{1-5}}{2} = 121^2 \cdot \frac{130,55 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,95 \text{ Мвар;}$$

зарядная мощность в конце линии:

$$Q_{\text{с1-5}}^{\text{к}} = U_5^2 \cdot \frac{B_{1-5}}{2} = 115,51^2 \cdot \frac{130,55 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,87 \text{ Мвар;}$$

поток мощности, текущий от узла 1 в линию 1-5 .:

$$S_{1-1-5} = 34,57 + j17,43 \text{ МВА;}$$

поток мощности в начале линии 1-5:

$$S_{1-5}^{\text{н}} = S_{\text{с1-1-5}} + jQ_{\text{с1-5}}^{\text{н}} = 34,57 + j17,43 + j0,95 = 34,57 + j18,38 \text{ МВА;}$$

поток мощности, текущий от узла 5 в линию 1-5.:

$$S_{1-5-5} = 34,15 + j18,59 \text{ МВА;}$$

поток мощности в конце линии 1-5:

$$S_{1-5}^{\text{к}} = S_{\text{с1-5-5}} - jQ_{\text{с1-5}}^{\text{к}} = 34,15 + j18,59 - j0,87 = 34,15 + j17,71 \text{ МВА;}$$

потери мощности в линии 1-5:

$$\Delta \dot{S}_{1-5} = \frac{(S_{1-5}^{\text{к}})^2}{U_5^2} (R_{\text{л}} + jX_{\text{л}}) = \frac{(11,95 + j17,71)^2}{115,21^2} (3,765 + j5,425) = 0,417 + j0,601 \text{ МВА.}$$

Линия ИП-2:

Зарядная мощность в начале и конце линии ИП-2:

$$Q_{\text{сИП-2}}^{\text{н}} = U_{\text{ИП}}^2 \cdot \frac{B_{\text{ИП-2}}}{2} = 121^2 \cdot \frac{95,472 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,376 \text{ Мвар;}$$

зарядная мощность в конце линии:

$$Q_{\text{сИП-2}}^{\text{к}} = U_2^2 \cdot \frac{B_{\text{ИП-2}}}{2} = 112,28^2 \cdot \frac{95,472}{2} = 0,324 \text{ Мвар;}$$

поток мощности, текущий от узла ИП в линию *ИП-2*.:

$$S_{\text{ИП-ИП-2}} = 85,26 + j53,49 \text{ МВА;}$$

поток мощности в начале линии ИП-2:

$$\begin{aligned} S_{\text{ИП-2}}^{\text{н}} &= S_{\text{сИП-2}} + jQ_{\text{сИП-2}}^{\text{н}} = 85,26 + j53,49 + j0,376 \\ &= 85,26 + j53,86 \text{ МВА;} \end{aligned}$$

поток мощности, текущий от узла 2 в линию *ИП-2*.:

$$S_{\text{ИП-2-2}} = 82,46 + j45,2 \text{ МВА;}$$

поток мощности в конце линии ИП-2:

$$S_{\text{ИП-2}}^{\cdot\cdot\cdot} = S_{\text{с ИП-2-2}}^{\cdot\cdot\cdot} - jQ_{\text{с ИП-2}}^{\text{к}} = 82,46 + j45,2 - j0,324 \\ = 82,46 + j44,87 \text{ МВА};$$

потери мощности в линии ИП-2:

$$\Delta \dot{S}_{\text{ИП-2}} = \frac{(S_{\text{ИП-2}}^{\text{к}})^2}{U_2^2} (R_{\text{л}} + jX_{\text{л}}) = \frac{(82,46 + j44,87)^2}{112,38} (4,012 + j13,77) = \\ = 2,8 + j9,62 \text{ МВА.}$$

Линия 2-4:

Зарядная мощность в начале и конце линии 2-4:

$$Q_{\text{с 2-4}}^{\text{н}} = U_2^2 \cdot \frac{B_{2-4}}{2} = 112,28^2 \cdot \frac{126,36 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,79 \text{ Мвар};$$

зарядная мощность в конце линии:

$$Q_{\text{с 2-4}}^{\text{к}} = U_4^2 \cdot \frac{B_{2-4}}{2} = 109,8^2 \cdot \frac{126,36 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,76 \text{ Мвар};$$

поток мощности, текущий от узла 2 в линию 2-4.:

$$S_{2-2-4} = 63,34 + j34,33 \text{ МВА};$$

поток мощности в начале линии 2-4:

$$S_{2-4}^{\cdot\cdot\cdot} = S_{\text{с 2-4}}^{\cdot\cdot\cdot} + jQ_{\text{с 2-4}}^{\text{н}} = 63,34 + j34,33 + j0,79 = 63,34 + j35,12 \text{ МВА};$$

поток мощности, текущий от узла 4 в линию 2-4.:

$$S_{2-4-4} = 62,59 + j33,91 \text{ МВА};$$

поток мощности в конце линии 2-4:

$$S_{2-4}^{\text{к}} = S_{\text{с 2-4-4}}^{\cdot\cdot\cdot} - jQ_{\text{с 2-4}}^{\text{к}} = 62,59 + j33,91 - j0,76 = 62,59 + j33,14 \text{ МВА};$$

потери мощности в линии 2-4:

$$\Delta \dot{S}_{2-4} = \frac{(S_{2-4}^{\text{к}})^2}{U_4^2} (R_{\text{л}} + jX_{\text{л}}) = \frac{(62,59 + j33,14)^2}{109,8} (1,82 + j4,74) = \\ = 0,75 + j1,97 \text{ МВА.}$$

Линия 4-3:

Зарядная мощность в начале и конце линии 4-3:

$$Q_{\text{с 4-3}}^{\text{н}} = U_4^2 \cdot \frac{B_{4-3}}{2} = 109,8^2 \cdot \frac{109,66 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,66 \text{ Мвар};$$

зарядная мощность в конце линии:

$$Q_{\text{с 4-3}}^{\text{к}} = U_3^2 \cdot \frac{B_{4-3}}{2} = 108,32^2 \cdot \frac{109,66 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,64 \text{ Мвар};$$

поток мощности, текущий от узла 4 в линию 4-3.:

$$S_{4-4-3} = 28,43 + j15,15 \text{ МВА};$$

поток мощности в начале линии 4-3:

$$S_{4-3}^{\cdot\cdot\cdot} = S_{\text{с 4-3}}^{\cdot\cdot\cdot} + jQ_{\text{с 4-3}}^{\text{н}} = 28,43 + j15,15 + j0,66 = 28,43 + j15,81 \text{ МВА};$$

поток мощности, текущий от узла 3 в линию 4-3.:

$$S_{4-3-3} = 28,16 + j16,05 \text{ МВА};$$

поток мощности в конце линии 4-3:

$$S_{4-3}^K = S_{4-3-3} - jQ_{c4-3}^K = 28,16 + j16,05 - j0,64 = 28,16 + j15,4 \text{ МВА};$$

потери мощности в линии 4-3:

$$\Delta S_{4-3} = \frac{(S_{4-3}^K)^2}{U_3^2} (R_L + jX_L) = \frac{(28,16 + j15,4)^2}{108,32^2} (3,16 + j4,55) = 0,27 + j0,39 \text{ МВА}.$$

ПС1:

Потери мощности в стальных сердечниках трансформаторов:

$$\Delta P_{CT} = U_1^2 \cdot G_T = 117,46^2 \cdot 2,87 = 0,039 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{CT} = U_1^2 \cdot B_T = 117,46^2 \cdot 16,93 = 0,233 \text{ Мвар};$$

Поток мощности, текущий от узла 1 в трансформатор 1-11:

$$S_{1-11} = 17,1 + j9,48 \text{ МВА}.$$

Поток мощности в начале:

$$S_{T1}^H = S_{1-11} - \Delta S_{T1CT} = 17,1 + j9,48 - 0,039 - j0,233 = 17,06 + j9,48 \text{ МВА}.$$

Поток мощности в конце:

$$S_{T1}^K = S_1 = 17 + j8,06 \text{ МВА}.$$

Потери мощности в медных обмотках трансформаторов:

$$\Delta S_{T1M} = \frac{(\dot{S}_{T1}^K)^2 \cdot (R_T + jX_T)}{U_{12}^2} = \frac{(17 + j8,06)^2 \cdot (2,19 + j43,39)}{(10,57 \cdot 10,45)^2} = 0,059 + j1,18 \text{ МВА}.$$

ПС2:

Потери мощности в стальных сердечниках трансформаторов:

$$\Delta P_{CT} = U_2^2 \cdot G_T = 112,28^2 \cdot 2,87 = 0,036 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{CT} = U_2^2 \cdot B_T = 112,28^2 \cdot 16,93 = 0,213 \text{ Мвар};$$

Поток мощности, текущий от узла 2 в трансформатор 2-22 :

$$S_{2-22} = 19,12 + j10,87 \text{ МВА}.$$

Поток мощности в начале:

$$S_{T2}^H = S_{2-22} - \Delta S_{T2CT} = 19,12 + j10,87 - 0,036 - j0,213 = 19,08 + j10,65 \text{ МВА}.$$

Поток мощности в конце:

$$S_{T2}^K = S_2 = 19 + j9,01 \text{ МВА}.$$

Потери мощности в медных обмотках трансформаторов:

$$\Delta S_{T2M} = \frac{(\dot{S}_{T2}^K)^2 \cdot (R_T + jX_T)}{U_{22}^2} = \frac{(19 + j9,01)^2 \cdot (2,19 + j43,39)}{(10,33 \cdot 10,45)^2} = 0,08 + j1,64 \text{ МВА}.$$

ПС3:

Потери мощности в стальных сердечниках трансформаторов:

$$\Delta P_{\text{ст}} = U_3^2 \cdot G_T = 108,32^2 \cdot 4,08 = 0,047 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{\text{ст}} = U_3^2 \cdot B_T = 108,32^2 \cdot 2,64 = 0,03 \text{ Мвар};$$

Поток мощности, текущий от узла 3 в трансформатор 3-33:

$$S_{3-33} = 28,16 + j16,05 \text{ МВА.}$$

Поток мощности в начале:

$$\begin{aligned} S_{\text{Т3}}^{\text{н}} &= S_{3-33} - \Delta S_{\text{Т3ст}} = 28,16 + j16,0 - 0,047 - j0,03 \\ &= 28,11 + j16,01 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Поток мощности в конце:

$$S_{\text{Т3}}^{\text{к}} = S_3 = 28 + j13,28 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в медных обмотках трансформаторов:

$$\begin{aligned} \Delta S_{\text{Т3м}} &= \frac{(\dot{S}_{\text{Т3}}^{\text{к}})^2 \cdot (R_T + X_T)}{U_3^2} = \frac{(28 + j13,28)^2 \cdot (1,26 + j27,77)}{(9,51 \cdot 10,95)^2} \\ &= 0,11 + j2,45 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

ПС4:

Потери мощности в стальных сердечниках трансформаторов:

$$\Delta P_{\text{ст}} = U_4^2 \cdot G_T = 109,8^2 \cdot 5,44 = 0,065 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{\text{ст}} = U_4^2 \cdot B_T = 109,8^2 \cdot 3,93 = 0,04 \text{ Мвар};$$

Поток мощности, текущий от узла 4 в трансформатор 4-44:

$$S_{4-44} = 34,15 + j18,76 \text{ МВА.}$$

Поток мощности в начале:

$$\begin{aligned} S_{\text{Т4}}^{\text{н}} &= S_{4-44} - \Delta S_{\text{Т4ст}} = 34,15 + j18,76 - 0,065 - j0,04 \\ &= 34,08 + j18,71 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Поток мощности в конце:

$$S_{\text{Т4}}^{\text{к}} = S_4 = 34 + j16,13 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в медных обмотках трансформаторов:

$$\begin{aligned} \Delta S_{\text{Т4м}} &= \frac{(\dot{S}_{\text{Т4}}^{\text{к}})^2 \cdot (R_T + X_T)}{U_4^2} = \frac{(34 + j16,13)^2 \cdot (0,71 + j17,35)}{(9,75 \cdot 10,95)^2} \\ &= 0,088 + j2,15 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

ПС5:

Потери мощности в стальных сердечниках трансформаторов:

$$\Delta P_{\text{ст}} = U_5^2 \cdot G_T = 115,51^2 \cdot 5,44 = 0,07 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{\text{ст}} = U_5^2 \cdot B_T = 115,51^2 \cdot 3,93 = 0,052 \text{ Мвар};$$

Поток мощности, текущий от узла 5 в трансформатор 5-55:

$$S_{5-55} = 34,15 + j18,59 \text{ МВА.}$$

Поток мощности в начале:

$$S_{T5}^{\dot{H}} = S_{5-55}^{\dot{H}} - \Delta S_{T5CT}^{\dot{H}} = 34,15 + j18,59 - 0,07 - j0,052 \\ = 34,07 + j18,53 \text{ МВА.}$$

Поток мощности в конце:

$$S_{T5}^{\dot{K}} = \dot{S}_4 = 34 + j16,13 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в медных обмотках трансформаторов:

$$\Delta S_{T5M}^{\dot{H}} = \frac{(\dot{S}_{T5}^K)^2 \cdot (R_T + X_T)}{U_3^2} = \frac{(34 + j16,13)^2 \cdot (0,71 + j17,35)}{(10,03 \cdot 10,95)^2} \\ = 0,079 + j1,93 \text{ МВА.}$$

Составим карту режима сети в послеаварийном режиме (Приложение Е).

Таблица 3.2 – Значения параметров основных режимов электрической сети

Параметры режима			Режимы		
			Макс.нагр.	Мин.нагр.	П/а
Суммарная активная нагрузка		МВт	132	46,2	132
Суммарные потери активной мощности		МВт	4,04	0,69	5,87
		%	3,06	1,5	4,44
Суммарная реактивная нагрузка		Мвар	62,61	21,89	62,61
Суммарные потери реактивной мощности		Мвар	19,93	3,82	25,68
Суммарная зарядная мощность		Мвар	8,5	8,27	6,67
Наибольшие потери напряжения		кВ	8,21	2,5	12,68
		%	7,01	2,2	15,34
Рабочие напряжения (кВ) и их отклонения от номинального (%) на шинах НН подстанций	П С1	кВ	10,67	10,57	10,89
		%	6,7	5,7	8,9
	П С2	кВ	10,37	10,42	10,33
		%	3,7	4,2	3,3
	П С3	кВ	9,55	9,85	9,51
		%	4,5	1,5	4,9
	П С4	кВ	9,79	9,96	9,75
		%	2,1	0,4	2,5
	П С5	кВ	10,07	10,03	10,29
		%	0,7	0,3	2,9

Рабочие токи (в А и в % от I _{доп} по нагреву) в воздушных линиях	ВЛ ИП-1 (АС 150/24, I _{доп} =450 А)	А	289,3	98,4	284,66
		%	64,28	21,86	63,25
	ВЛ 1-5(АС 95/16, I _{доп} =330 А)	А	194,4	66,35	190,27
		%	58,9	20,1	57,65
	ВЛ ИП-2(АС 240/32, I _{доп} =610 А)	А	475,1	156,9	480,27
		%	77,88	25,72	78,73
	ВЛ 2-4(АС 185/29, I _{доп} =510 А)	А	360,75	122,46	370,46
		%	70,73	24,01	72,63
	ВЛ 4-3(АС 95/16, I _{доп} =330 А)	А	168,61	55,51	169,42
		%	51,09	16,82	51,33

4. Регулирование напряжения

Задачей регулирования напряжения является обеспечение нормативных отклонений напряжения на шинах низкого напряжения (НН) подстанций 6-10кВ проектируемой сети. Регулирование напряжения осуществляется на источнике питания и на приемных понижающих подстанциях. Для курсового проекта по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» рабочие уровни напряжения на шинах источника питания во всех рассчитываемых режимах задаются .

Встречное регулирование напряжения, которое должно быть осуществлено на шинах низкого напряжения (НН) подстанций, определяется требованиями “Правил устройства электроустановок”. В общем случае в нормальных режимах работы сети необходимо обеспечить регулирование отклонений напряжений на шинах НН подстанций в пределах от 0% до +5% (от номинального уровня) при изменениях нагрузки подстанций от наибольшего значения до 30% наибольшего. Обычно следует ориентироваться на поддержание в период наибольших нагрузок отклонений напряжения от номинального на шинах ПС +5% (но не выше) и в период наименьших нагрузок 0% (но не ниже).

При аварийных отключениях линий и трансформаторов напряжения на шинах 10 кВ подстанций не должны снижаться ниже номинального уровня. Рекомендуется поддерживать в этом режиме напряжение, равное напряжению в предшествовавшем аварии нормальному режиму работы.

В качестве основных средств регулирования напряжения при выполнении проекта принимаются трансформаторы с регулированием рабочих ответвлений под нагрузкой (с устройствами РПН на стороне ВН трансформаторов).

В справочниках приводятся данные для различных типов трансформаторов, в том числе для трансформаторов с РПН указывается диапазон регулирования, например $\pm 9 \times 1,78\%$ от $U_{\text{ВНОМ}}$, что означает наличие 19 ответвлений на обмотке ВН, включая нулевое ответвление ($n=0$), соответствующее номинальному напряжению $U_{\text{ВНОМ}}$ обмотки ВН. Каждое ответвление отличается от соседнего на $\Delta e = 0,0178 \cdot U_{\text{ВНОМ}}$, где Δe - ступень регулирования. Пусть $U_{\text{ВНОМ}} = 115$ кВ, тогда $\Delta e = 0,0178 \cdot 115 = 2,047$ кВ.

В качестве примера в табл. 1 приведены справочные данные для типов трансформаторов, установленных на пяти подстанциях проектируемой сети. Для данных типов трансформаторов рассчитаем напряжения ответвлений и коэффициенты трансформации для каждой ступени регулирования $n = 9$ (табл.4.1).

Таблица 4.1 - Справочные данные трансформаторов

№ ПС	ТИП трансформатора	U _{НОМ} обмоток, кВ		Диапазон регулирования
		U _{В НОМ}	U _{Н НОМ}	
1	ТДН 16000/110	115	11	±9·1,78%
2	ТДН 16000/110	115	11	± 9·1,78%
3	ТРДН 25000/110	115	10,5	± 9·1,78%
4	ТРДН 40000/110	115	10,5	± 9·1,78%
5	ТРДН 40000/110	115	10,5	± 9·1,78%

Таблица 4.2 - Расчетные значения напряжений ответвлений U_{отв(н)} и коэффициентов трансформации K_{т(н)} на ПС

Номер ответвления n	U _{отв(н)} = U _{В НОМ} +n·Δe, кВ	K _{т(н)} = U _{отв(н)} / U _{Н НОМ}	
		для ПС 1,2 U _{Н НОМ} = 11 кВ	для ПС 3,4,5 U _{Н НОМ} = 10,5 кВ
-9	96,577	8,779727	9,19781
-8	98,624	8,965818	9,392762
-7	100,671	9,151909	9,587714
-6	102,718	9,338	9,782667
-5	104,765	9,524091	9,977619
-4	106,812	9,710182	10,17257
-3	108,859	9,896273	10,36752
-2	110,906	10,08236	10,56248
-1	112,953	10,26845	10,75743
0	115	10,45455	10,95238
1	117,047	10,64064	11,14733
2	119,094	10,82673	11,34229
3	121,141	11,01282	11,53724
4	123,188	11,19891	11,73219
5	125,235	11,385	11,92714
6	127,282	11,57109	12,1221
7	129,329	11,75718	12,31705
8	131,376	11,94327	12,512
9	133,423	12,12936	12,70695

4.1 Режим максимальных нагрузок

Подстанция 1:

До регулирования напряжения

Имеем в результате расчета установившегося режима электрической сети (при нулевом ответвлении на РПН) следующее:

рабочее напряжение на шинах НН подстанции $U_{1Н} = 10,67$ кВ;

отклонение напряжения от номинального ($U_{ном}=10$ кВ) 6,7%.

Желаемое напряжение $U_{1Н жел} = 1,05 U_{ном} = 10,5$ кВ.

Так как рассчитанное рабочее напряжение (10,67 кВ) на шинах НН ПС1 при нулевом ответвлении на РПН значительно больше желаемого (10,5 кВ), то требуется выполнить регулирование напряжения с помощью устройства РПН на трансформаторе, то есть выбрать ответвление n и, соответствующий этому ответвлению, коэффициент трансформации $K_{Т(n)}$, которые обеспечивают наиболее близкое к желаемому рабочее напряжение на шинах НН подстанции ПС1 в наибольшем режиме.

Регулирование напряжения

Порядок действий:

1) приведем полученное при расчете рабочее напряжение на шинах НН ($U_{1Н}$) к напряжению стороны ВН, то есть определим приведенное напряжение

$$U_{1Н прив} = U_{1Н} \cdot K_{Т(0)} = 10,67 \cdot 10,4545 = 111,55 \text{ кВ};$$

2) определим желаемый коэффициент трансформации

$$K_{Т жел} = \frac{U_{1Н прив}}{U_{н жел}} = \frac{111,5}{10,5} = 10,62381;$$

3) в таблице 4.2 выберем ответвление $n = 1$, так как ближайший к $K_{Т жел} = 10,62381$ стандартный $K_{Т(1)} = 10,64064$;

После регулирования напряжения

Порядок действий:

4) определим действительное напряжение на шинах НН подстанции, которое получается после установки на РПН выбранного ответвления $n = 1$

$$U_{1Н действ} = \frac{U_{1Н прив}}{K} = \frac{111,55}{10,64064} = 10,4834 \text{ кВ};$$

5) определим отклонение действительного напряжения на шинах НН подстанции от номинального после регулирования напряжения

$$\frac{(U_{1Н действ} - U_{ном})}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,4834 - 10}{10} \cdot 100\% = +4,83\%.$$

Резюме: в результате выполненного регулирования напряжения рабочее напряжение на шинах НН ПС1 составило 10,4834кВ с отклонением 4,83% от номинального вместо желаемого +5%, что вполне допустимо.

Подстанция 2:

До регулирования напряжения

Имеем в результате расчета установившегося режима электрической сети (при нулевом ответвлении на РПН) следующее:

рабочее напряжение на шинах НН подстанции $U_{2н} = 10,37$ кВ;
отклонение напряжения от номинального ($U_{ном}=10$ кВ) 3,7%.
Желаемое напряжение $U_{2н жел} = 1,05 U_{ном} = 10,5$ кВ.

Регулирование напряжения

$$U_{2н прив} = U_{2н} \cdot K_{T(0)} = 10,37 \cdot 10,4545 = 108,4136 \text{ кВ};$$

$$K_{T жел} = \frac{U_{2н прив}}{U_{2н жел}} = \frac{108,4136}{10,5} = 10,32511;$$

В таблице 4.2 выберем ответвление $n = 0$, так как ближайший $K_{T жел} = 10,32511$ стандартный $K_{T(0)} = 10,4545$;

После регулирования напряжения

$$U_{2н действ} = \frac{U_{2н прив}}{K} = \frac{108,4136}{10,4545} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$\frac{(U_{2н действ} - U_{ном})}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,5 - 10}{10} \cdot 100\% = +5\%.$$

Резюме: в результате выполненного регулирования напряжения рабочее напряжение на шинах НН ПС2 составило 10,5 кВ с отклонением 5% от номинального вместо желаемого +5% , что вполне допустимо.

Подстанция 3:

До регулирования напряжения

Имеем в результате расчета установившегося режима электрической сети (при нулевом ответвлении на РПН) следующее:

рабочее напряжение на шинах НН подстанции $U_{3н} = 9,55$ кВ;
отклонение напряжения от номинального ($U_{ном}=10$ кВ) -4,5%.
Желаемое напряжение $U_{3н жел} = 1,05 U_{ном} = 10,5$ кВ.

Регулирование напряжения

$$U_{3н прив} = U_{3н} \cdot K_{T(0)} = 9,55 \cdot 10,95238 = 104,5952 \text{ кВ};$$

$$K_{T жел} = \frac{U_{3н прив}}{U_{3н жел}} = \frac{104,5952}{10,5} = 9,9614;$$

В таблице 4.2 выберем ответвление $n = -5$, так как ближайший $K_{T жел} = 9,9614$ стандартный $K_{T(-5)} = 9,9776$;

После регулирования напряжения

$$U_{3н действ} = \frac{U_{3нприв}}{K} = \frac{104,5952}{9,9776} = 10,4829 \text{ кВ};$$

$$\frac{(U_{3н действ} - U_{ном})}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,4829 - 10}{10} \cdot 100\% = +4,82\%.$$

Резюме: в результате выполненного регулирования напряжения рабочее напряжение на шинах НН ПСЗ составило 10,4829 кВ с отклонением 4,82% от номинального вместо желаемого +5%, что вполне допустимо .

Подстанция 4:

До регулирования напряжения

Имеем в результате расчета установившегося режима электрической сети (при нулевом ответвлении на РПН) следующее:

рабочее напряжение на шинах НН подстанции $U_{4н} = 9,79 \text{ кВ};$

отклонение напряжения от номинального ($U_{ном} = 10 \text{ кВ}$) $-2,1\%.$

Желаемое напряжение $U_{4н жел} = 1,05 U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}.$

Регулирование напряжения

$$U_{4н прив} = U_{4н} \cdot K_{T(0)} = 9,79 \cdot 10,95238 = 107,2238 \text{ кВ};$$

$$K_{T жел} = \frac{U_{4нприв}}{U_{4н жел}} = \frac{107,2238}{10,5} = 10,2117;$$

В таблице 4.2 выберем ответвление $n = -4$, ближайшее к $K_{T жел} = 10,2117$ стандартный $K_{T(-4)} = 10,1726$;

После регулирования напряжения

$$U_{4н действ} = \frac{U_{4нприв}}{K} = \frac{107,2238}{10,1726} = 10,54 \text{ кВ};$$

$$\frac{(U_{4н действ} - U_{ном})}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,54 - 10}{10} \cdot 100\% = +5,4\%.$$

Данное ответвление нам не подходит.

В таблице 4.2 выберем ответвление $n = -2$, ближайшее к $K_{T жел} = 10,2117$ стандартный $K_{T(-2)} = 10,5625$;

После регулирования напряжения

$$U_{4н действ} = \frac{U_{4нприв}}{K} = \frac{107,2238}{10,5625} = 10,15 \text{ кВ};$$

$$\frac{(U_{4н действ} - U_{ном})}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,15 - 10}{10} \cdot 100\% = +1,51\%.$$

Данное ответвление нам не подходит.

В таблице 4.2 выберем ответвление $n = -3$, так как ближайший к $K_{T жел} = 10,2117$ стандартный $K_{T(-3)} = 10,3675$;

После регулирования напряжения

$$U_{4н\text{ действ}} = \frac{U_{4нприв}}{K} = \frac{107,2238}{10,3675} = 10,3422 \text{ кВ};$$

$$\frac{(U_{4н\text{ действ}} - U_{ном})}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,3422 - 10}{10} \cdot 100\% = +3,42\%.$$

Резюме: в результате выполненного регулирования напряжения рабочее напряжение на шинах НН ПС4 составило 10,3422 кВ с отклонением 3,42% от номинального вместо желаемого +5%, что вполне допустимо .

Подстанция 5:

До регулирования напряжения

Имеем в результате расчета установившегося режима электрической сети (при нулевом ответвлении на РПН) следующее:

рабочее напряжение на шинах НН подстанции $U_{5н} = 10,07 \text{ кВ};$

отклонение напряжения от номинального ($U_{ном}=10\text{кВ}$) $0,7\%.$

Желаемое напряжение $U_{5н\text{ жел}} = 1,05 U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}.$

Регулирование напряжения

$$U_{5н\text{ прив}} = U_{5н} \cdot K_{Т(0)} = 10,07 \cdot 10,95238 = 110,2905 \text{ кВ};$$

$$K_{Т\text{ жел}} = \frac{U_{5нприв}}{U_{5н\text{ жел}}} = \frac{110,2905}{10,5} = 10,5038;$$

В таблице 4.2 выберем ответвление $n = -2$, так как ближайший $K_{Т\text{ жел}} = 10,5038$ стандартный $K_{Т(-2)} = 10,56248;$

После регулирования напряжения

$$U_{5н\text{ действ}} = \frac{U_{5нприв}}{K} = \frac{110,2905}{10,56248} = 10,4417 \text{ кВ};$$

$$\frac{(U_{5н\text{ действ}} - U_{ном})}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,4417 - 10}{10} \cdot 100\% = +4,41\%.$$

Резюме: в результате выполненного регулирования напряжения рабочее напряжение на шинах НН ПС5 составило 10,4417 кВ с отклонением 4,41% от номинального вместо желаемого +5%, что вполне допустимо .

4.2 Режим наименьших нагрузок

Подстанция 1:

До регулирования напряжения

Имеем в результате расчета установившегося режима электрической сети (при нулевом ответвлении на РПН) следующее:

рабочее напряжение на шинах НН подстанции $U_{1н} = 10,7 \text{ кВ};$

отклонение напряжения от номинального ($U_{ном}=10\text{кВ}$) $5,7\%.$

Желаемое напряжение $U_{1н жел} = 1 U_{ном} = 10 \text{ кВ}.$

Регулирование напряжения

$$U_{1н прив} = U_{1н} \cdot K_{т(0)} = 10,57 \cdot 10,4545 = 110,5045 \text{ кВ};$$

$$K_{т жел} = \frac{U_{1н прив}}{U_{н жел}} = \frac{110,5045}{10} = 11,0504;$$

В таблице 4.2 выберем ответвление $n = 3$, так как ближайший $K_{т жел} = 11,0504$ стандартный $K_{т(3)} = 11,0128;$

После регулирования напряжения

$$U_{1н действ} = \frac{U_{1н прив}}{K} = \frac{110,5045}{11,0128} = 10,0341 \text{ кВ};$$

$$\frac{(U_{1н действ} - U_{ном})}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,0341 - 10}{10} \cdot 100\% = +0,34\%.$$

Резюме: в результате выполненного регулирования напряжения рабочее напряжение на шинах НН ПС1 составило 10,0341кВ с отклонением 0,34% от номинального вместо желаемого 0%, что вполне допустимо.

Подстанция 2:

До регулирования напряжения

Имеем в результате расчета установившегося режима электрической сети (при нулевом ответвлении на РПН) следующее:

рабочее напряжение на шинах НН подстанции $U_{2н} = 10,42 \text{ кВ};$

отклонение напряжения от номинального ($U_{ном}=10\text{кВ}$) $4,2\%.$

Желаемое напряжение $U_{2н жел} = 1 U_{ном} = 10 \text{ кВ}.$

Регулирование напряжения

$$U_{2н прив} = U_{2н} \cdot K_{т(0)} = 10,42 \cdot 10,4545 = 108,9364 \text{ кВ};$$

$$K_{т жел} = \frac{U_{2н прив}}{U_{2н жел}} = \frac{108,9364}{10} = 10,89364;$$

В таблице 4.2 выберем ответвление $n = 2$, так как ближайший $K_{т жел} = 10,89364$ стандартный $K_{т(2)} = 10,82673;$

После регулирования напряжения

$$U_{2н действ} = \frac{U_{2нприв}}{K} = \frac{108,9364}{10,82673} = 10,0618 \text{ кВ};$$

$$\frac{(U_{2н действ} - U_{ном})}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,0618 - 10}{10} \cdot 100\% = +0,61\%.$$

Резюме: в результате выполненного регулирования напряжения рабочее напряжение на шинах НН ПС2 составило 10,0618 кВ с отклонением 0,61% от номинального вместо желаемого +0%, что вполне допустимо.

Подстанция 3:

До регулирования напряжения

Имеем в результате расчета установившегося режима электрической сети (при нулевом ответвлении на РПН) следующее:

рабочее напряжение на шинах НН подстанции $U_{3н} = 9,85 \text{ кВ};$
отклонение напряжения от номинального ($U_{ном}=10\text{кВ}$) $-1,5\%.$
Желаемое напряжение $U_{3н жел} = 1 U_{ном} = 10 \text{ кВ}.$

Регулирование напряжения

$$U_{3н прив} = U_{3н} \cdot K_{Т(0)} = 9,85 \cdot 10,95238 = 107,881 \text{ кВ};$$

$$K_{Т жел} = \frac{U_{3нприв}}{U_{3н жел}} = \frac{107,881}{10} = 10,7881;$$

В таблице 4.2 выберем ответвление $n = -1$, так как ближайший $K_{Т жел} = 10,7881$ стандартный $K_{Т(-1)} = 10,0285;$

После регулирования напряжения

$$U_{3н действ} = \frac{U_{3нприв}}{K} = \frac{107,881}{10,02856} = 10,0285 \text{ кВ};$$

$$\frac{(U_{3н действ} - U_{ном})}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,0285 - 10}{10} \cdot 100\% = +0,28\%.$$

Резюме: в результате выполненного регулирования напряжения рабочее напряжение на шинах НН ПС3 составило 10,5 кВ с отклонением 0,28% от номинального вместо желаемого +0%, что вполне допустимо.

Подстанция 4:

До регулирования напряжения

Имеем в результате расчета установившегося режима электрической сети (при нулевом ответвлении на РПН) следующее:

рабочее напряжение на шинах НН подстанции $U_{4н} = 9,79 \text{ кВ};$
отклонение напряжения от номинального ($U_{ном}=10\text{кВ}$) $-0,4\%.$
Желаемое напряжение $U_{4н жел} = 1 U_{ном} = 10 \text{ кВ}.$

Регулирование напряжения

$$U_{4н прив} = U_{4н} \cdot K_{Т(0)} = 9,96 \cdot 10,95238 = 109,0857 \text{ кВ};$$

$$K_{Т жел} = \frac{U_{4нприв}}{U_{4н жел}} = \frac{109,0857}{10} = 10,9085;$$

В таблице 4.2 выберем ответвление $n = -2$, так как ближайший $k_{Т\text{ жел}} = 10,9085$ стандартный $k_{Т(-2)} = 10,5625$;

После регулирование напряжения

$$U_{4н\text{ действ}} = \frac{U_{4нприв}}{K} = \frac{109,0857}{10,5625} = 10,3277 \text{ кВ};$$

$$\frac{(U_{4н\text{ действ}} - U_{ном})}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,3277 - 10}{10} \cdot 100\% = +3,27\%.$$

Данное ответвление нам не подходит.

В таблице 4.2 выберем ответвление $n = 0$, так как ближайший $k_{Т\text{ жел}} = 10,9085$ стандартный $k_{Т(0)} = 10,7574$;

После регулирование напряжения

$$U_{4н\text{ действ}} = \frac{U_{4нприв}}{K} = \frac{109,0857}{10,7574} = 10,9524 \text{ кВ};$$

$$\frac{(U_{4н\text{ действ}} - U_{ном})}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,9524 - 10}{10} \cdot 100\% = -9,96\%.$$

Данное ответвление нам не подходит.

В таблице 4.2 выберем ответвление $n = -1$, так как ближайший $k_{Т\text{ жел}} = 10,9085$ стандартный $k_{Т(-1)} = 10,7574$;

После регулирование напряжения

$$U_{4н\text{ действ}} = \frac{U_{4нприв}}{K} = \frac{109,0857}{10,7574} = 10,1405 \text{ кВ};$$

$$\frac{(U_{4н\text{ действ}} - U_{ном})}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,1405 - 10}{10} \cdot 100\% = +1,4\%.$$

Резюме: в результате выполненного регулирования напряжения рабочее напряжение на шинах НН ПС4 составило 10,1405 кВ с отклонением 1,4% от номинального вместо желаемого +0%, что вполне допустимо.

Подстанция 5:

До регулирования напряжения

Имеем в результате расчета установившегося режима электрической сети (при нулевом ответвлении на РПН) следующее:

рабочее напряжение на шинах НН подстанции $U_{5н} = 10,03 \text{ кВ};$

отклонение напряжения от номинального ($U_{ном} = 10 \text{ кВ}$) $0,3\%.$

Желаемое напряжение $U_{5н\text{ жел}} = 1 U_{ном} = 10 \text{ кВ}.$

Регулирование напряжения

$$U_{5н\text{ прив}} = U_{5н} \cdot k_{Т(0)} = 10,03 \cdot 10,95238 = 109,8524 \text{ кВ};$$

$$K_{T \text{ жел}} = \frac{U_{5\text{нприв}}}{U_{5\text{н жел}}} = \frac{109,8524}{10} = 10,98524;$$

В таблице 4.2 выберем ответвление $n = 0$, так как ближайший к $K_{T \text{ жел}} = 10,98524$ стандартный $K_{T(0)} = 10,95238$;

После регулирование напряжения

$$U_{5\text{н действ}} = \frac{U_{5\text{нприв}}}{K} = \frac{109,8524}{10,98524} = 10,03 \text{ кВ};$$

$$\frac{(U_{5\text{н действ}} - U_{\text{ном}})}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{10,03 - 10}{10} \cdot 100\% = +0,3\%.$$

Резюме: в результате выполненного регулирования напряжения рабочее напряжение на шинах НН ПС5 составило 10,03 кВ с отклонением 0,3% от номинального вместо желаемого +0%, что вполне допустимо .

4.3 Послеаварийный режим

Подстанция 1:

До регулирования напряжения

Имеем в результате расчета установившегося режима электрической сети (при нулевом ответвлении на РПН) следующее:

рабочее напряжение на шинах НН подстанции $U_{1Н} = 10,57 \text{ кВ}$;
отклонение напряжения от номинального ($U_{ном}=10\text{кВ}$) $5,7\%$.
Желаемое напряжение $U_{1Н жел} = 1,05 U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$.

Регулирование напряжения

$$U_{1Н прив} = U_{1Н} \cdot K_{Т(0)} = 10,57 \cdot 10,4545 = 110,5045 \text{ кВ};$$

$$K_{Т жел} = \frac{U_{1Н прив}}{U_{н жел}} = \frac{110,5045}{10,5} = 10,52424;$$

В таблице 4.2 выберем ответвление $n = 1$, так как ближайший $K_{Т жел} = 10,52424$ стандартный $K_{Т(1)} = 10,64064$;

После регулирования напряжения

$$U_{1Н действ} = \frac{U_{1Н прив}}{K} = \frac{110,5045}{10,64064} = 10,38514 \text{ кВ};$$

$$\frac{(U_{1Н действ} - U_{ном})}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,38514 - 10}{10} \cdot 100\% = +3,85\%.$$

Резюме: в результате выполненного регулирования напряжения рабочее напряжение на шинах НН ПС1 составило 10,38514кВ с отклонением 3,85% от номинального вместо желаемого +5%, что вполне допустимо.

Подстанция 2:

До регулирования напряжения

Имеем в результате расчета установившегося режима электрической сети (при нулевом ответвлении на РПН) следующее:

рабочее напряжение на шинах НН подстанции $U_{2Н} = 10,33 \text{ кВ}$;
отклонение напряжения от номинального ($U_{ном}=10\text{кВ}$) $3,3\%$.
Желаемое напряжение $U_{2Н жел} = 1,05 U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$.

Регулирование напряжения

$$U_{2Н прив} = U_{2Н} \cdot K_{Т(0)} = 10,33 \cdot 10,4545 = 107,995 \text{ кВ};$$

$$K_{Т жел} = \frac{U_{2Н прив}}{U_{2Н жел}} = \frac{107,995}{10,5} = 10,2853;$$

В таблице 4.2 выберем ответвление $n = 0$, так как ближайший $K_{Т жел} = 10,2853$ стандартный $K_{Т(-1)} = 10,4545$;

После регулирования напряжения

$$U_{2н действ} = \frac{U_{2нприв}}{K} = \frac{107,995}{10,4545} = 10,33 \text{ кВ};$$

$$\frac{(U_{2н действ} - U_{ном})}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,33 - 10}{10} \cdot 100\% = +3,3\%.$$

Резюме: в результате выполненного регулирования напряжения рабочее напряжение на шинах НН ПС2 составило 10,33 кВ с отклонением 3,3% от номинального вместо желаемого +5% , что вполне допустимо.

Подстанция 3:

До регулирования напряжения

Имеем в результате расчета установившегося режима электрической сети (при нулевом ответвлении на РПН) следующее:

рабочее напряжение на шинах НН подстанции $U_{3н} = 9,51 \text{ кВ};$
отклонение напряжения от номинального ($U_{ном}=10\text{кВ}$) $-4,9\%.$
Желаемое напряжение $U_{3н жел} = 1,05 U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}.$

Регулирование напряжения

$$U_{3н прив} = U_{3н} \cdot K_{Т(0)} = 9,51 \cdot 10,95238 = 104,157 \text{ кВ};$$

$$K_{Т жел} = \frac{U_{3нприв}}{U_{3н жел}} = \frac{104,157}{10,5} = 9,919;$$

В таблице 4.2 выберем ответвление $n = -5$, так как ближайший $K_{Т жел} = 9,919$ стандартный $K_{Т(-5)} = 9,9776$;

После регулирования напряжения

$$U_{3н действ} = \frac{U_{3нприв}}{K} = \frac{104,157}{9,9776} = 10,4391 \text{ кВ};$$

$$\frac{(U_{3н действ} - U_{ном})}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,4391 - 10}{10} \cdot 100\% = +4,39\%.$$

Резюме: в результате выполненного регулирования напряжения рабочее напряжение на шинах НН ПС3 составило 10,4391 кВ с отклонением 4,39% от номинального вместо желаемого +5%, что вполне допустимо .

Подстанция 4:

До регулирования напряжения

Имеем в результате расчета установившегося режима электрической сети (при нулевом ответвлении на РПН) следующее:

рабочее напряжение на шинах НН подстанции $U_{4н} = 9,75 \text{ кВ};$
отклонение напряжения от номинального ($U_{ном}=10\text{кВ}$) $-2,5\%.$
Желаемое напряжение $U_{4н жел} = 1,05 U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}.$

Регулирование напряжения

$$U_{4н прив} = U_{4н} \cdot K_{Т(0)} = 9,75 \cdot 10,95238 = 106,786 \text{ кВ};$$

$$K_{Т жел} = \frac{U_{4нприв}}{U_{4н жел}} = \frac{106,786}{10,5} = 10,1701;$$

В таблице 4.2 выберем ответвление $n = -4$, так как ближайший $k_{Т\text{ жел}} = 10,1701$ стандартный $k_{Т(-3)} = 10,1726$;

После регулирования напряжения

$$U_{4н\text{ действ}} = \frac{U_{4нприв}}{K} = \frac{106,786}{10,1726} = 10,4974 \text{ кВ};$$

$$\frac{(U_{4н\text{ действ}} - U_{ном})}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,4974 - 10}{10} \cdot 100\% = +4,9741\%.$$

Резюме: в результате выполненного регулирования напряжения рабочее напряжение на шинах НН ПС4 составило 10,1099 кВ с отклонением 4,9741% от номинального вместо желаемого +5%, что вполне допустимо.

Подстанция 5:

До регулирования напряжения

Имеем в результате расчета установившегося режима электрической сети (при нулевом ответвлении на РПН) следующее:

рабочее напряжение на шинах НН подстанции $U_{5н} = 10,03 \text{ кВ};$

отклонение напряжения от номинального ($U_{ном} = 10 \text{ кВ}$) $0,3\%.$

Желаемое напряжение $U_{5н\text{ жел}} = 1,05 U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}.$

Регулирование напряжения

$$U_{5н\text{ прив}} = U_{5н} \cdot k_{Т(0)} = 10,03 \cdot 10,95238 = 109,852 \text{ кВ};$$

$$k_{Т\text{ жел}} = \frac{U_{5нприв}}{U_{5н\text{ жел}}} = \frac{109,852}{10,5} = 10,4621;$$

В таблице 4.2 выберем ответвление $n = -2$, так как ближайший $k_{Т\text{ жел}} = 10,4621$ стандартный $k_{Т(-2)} = 10,56248$;

После регулирования напряжения

$$U_{5н\text{ действ}} = \frac{U_{5нприв}}{K} = \frac{109,852}{10,56248} = 10,4002 \text{ кВ};$$

$$\frac{(U_{5н\text{ действ}} - U_{ном})}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,4002 - 10}{10} \cdot 100\% = +4\%.$$

Резюме: в результате выполненного регулирования напряжения рабочее напряжение на шинах НН ПС5 составило 10,4002 кВ с отклонением 4% от номинального вместо желаемого +5%, что вполне допустимо.

Таблица 4.3 - Результаты регулирования напряжения

		ПС1	ПС2	ПС3	ПС4	ПС5
	$U_{\text{ном}}$ сети на стороне НН, кВ	10	10	10	10	10
	Коэфф.трансформации $k_{T(0)}$	10,45 45	10,45 45	10,95 23	10,95 236	10,95 23
Режим наибольших нагрузок						
До регулиро- вания ($n=0$)	Рабочее напряжение на шинах НН, кВ	10,67	10,37	9,55	9,79	10,07
	Отклонение рабочего напряжения от $U_{\text{ном}}$, %	6,7	3,7	-4,5	-2,	0,7
	Желаемое напряжение на шинах НН $U_{\text{н жел}} = 1,05 \cdot U_{\text{ном}}$	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
Регулиро- вание	Приведенное напряжение, кВ	111,5 5	108,4 136	104,5 952	107,2 238	110,2 905
	Желаемый коэффициент трансформации $k_{T \text{ жел}}$	10,62 38	10,32 51	9,961 4	10,21 17	10,50 38
	Номер выбранного ответвления n из табл.4.2	1	0	-5	-3	-2
После регули- рования	Коэфф.трансформации $k_{T(n)}$	10,46 4064	10,45 45	9,961 4	10,36 75	10,56 248
	Напряжение на шинах НН, кВ	10,48	10,5	10,48	10,34	10,44
	Отклонение напряжения от $U_{\text{ном}}$, %	+4,8 3	+5	+4,8 2	+3,4 5	+4,4 1
Режим наименьших нагрузок						
До регулиро- вания ($n=0$)	Рабочее напряжение на шинах НН	10,57	10,42	9,85	9,96	10,03
	Отклонение рабочего напряжения от $U_{\text{ном}}$, %	5,7	4,2	-1,5	-0,4	0,3
	Желаемое напряжение на шинах НН $U_{\text{н жел}} = 1,0 \cdot U_{\text{ном}}$	10	10	10	10	10
Регулиро- вание	Приведенное напряжение, кВ	110,5	108,9 3	107,0 8	109,0 8	109,8 5
	Желаемый коэффициент трансформации $k_{T \text{ жел}}$	11,05 04	10,89 36	10,78 81	10,90 85	10,98 52
	Номер выбранного ответвления n из табл. 4.2	3	2	-1	-1	0
После регули- рования	Коэфф.трансформации $k_{T(n)}$	11,01 282	10,82 673	10,75 743	10,75 743	101,5 238
	Напряжение на шинах НН, кВ	10,03 41	10,06 18	10,02 85	10,14 05	10,03
	Отклонение напряжения от $U_{\text{ном}}$, %	0,34	0,61	0,28	1,4	0,3

Продолжение таблицы 4.3

Послеаварийный режим						
До регулиро- вания (n=0)	Рабочее напряжение на шинах НН	10,57	10,33	9,51	9,75	10,03
	Отклонение рабочего напряжения от $U_{ном}$, %	5,7	3,3	-4,9	-2,5	0,3
	Желаемое напряжение на шинах НН $U_{н жел} = 1,05 \cdot U_{ном}$	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
Регу- лиро- вание	Приведенное напряжение, кВ	110,5 045	107,9 955	104,1 571	106, 7857	109,8 524
	Желаемый коэффициент трансформации $k_{т жел}$	10,52 424	10,28 528	9,199 72	10,1 7	10,46 21
	Номер выбранного ответвления n из табл. 4.2	1	0	-5	-4	-2
После регули- рования	Коэфф. трансформации $k_{т(n)}$	10,64 06	10,45 45	9,977 62	10,1 726	10,56 25
	Напряжение на шинах НН	10,38	10,33	10,43	10,4 974	10,4
	Отклонение напряжения от $U_{ном}$, %	3,85	3,3	4,39	4,97	4

5. Технико-экономические показатели

В этом разделе проекта определяются следующие основные показатели, характеризующие расходы денежных средств и электрооборудования, необходимые для сооружения и эксплуатации сети, а также технико-экономическую целесообразность спроектированной сети; капиталовложения на сооружение линии, подстанций и сети в целом (тыс.руб.); ежегодные расходы по эксплуатации линий, подстанций и сети в целом (тыс.руб/год); себестоимость передачи электроэнергии по сети (коп/кВт ч); потери активной мощности в режиме максимальных нагрузок (кВт) и потери электроэнергии (кВт-ч) в спроектированной сети. Потери активной мощности и потери электроэнергии необходимо также выразить в процентах соответственно от суммарной активной мощности потребителей и полученной ими за год электроэнергии.

Ранее найденные технико-экономические показатели

$$\begin{aligned}K_{\Sigma л} &= 517824 \text{ тыс. руб.}; \\K_{\Sigma ОРУ110} &= 462000 \text{ тыс. руб.}; \\K_{\Sigma тп} &= 108300 \text{ тыс. руб.}; \\И_{БЛ} &= 12427,781 \text{ тыс. руб./год}; \\И_{ОРУ} &= 36985,2 \text{ тыс. руб./год}; \\И_{ТР} &= 8014,2 \text{ тыс. руб./год}.\end{aligned}$$

Суммарные капиталовложения без учета капиталовложений ячеек выключателей и компенсирующих устройств на понизительных подстанциях:

$$\begin{aligned}K'_{B-1} &= (K_{\Sigma л} + K_{\Sigma ОРУ110} + K_{\Sigma ТР}) \cdot K_{y\partial} = (517824 + 462000 + 108300) \cdot 5,81 \\&= 6322000 \text{ тыс.руб.};\end{aligned}$$

$K_{y\partial}$ -коэффициент удорожания оборудования в области электроэнергетики к I кварталу 2022 года.

Определение стоимости сооружения электросетевых объектов в текущих ценах 2022 г. осуществляется с применением индексов изменения стоимости оборудования, ежеквартально публикуемых Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации (Минстрой РФ). Индексы изменения стоимости оборудования публикуются Минстроем РФ к уровню цен по состоянию на 01.01.1991 г. и на 01.01.2000 г.

$$k_{(2022)}^{(2000)} = 5,81[7].$$

Определим капиталовложения в ячейки выключателей понизительных подстанций и выключатели линий 10 кВ, отходящих от шин понизительных подстанций. При этом можно считать, что по одной линии в нормальных режимах сети передается при напряжении 10 кВ до 3-4 МВА.

Исходя из этого число линий n , отходящих от шин понизительных подстанции равно:

$$S'_{n1} = 18,816 \text{ МВА}, n = \frac{18,816}{4} = 4,704 \approx 5;$$

$$S'_{н2} = 21,03 \text{ МВА}, n = \frac{21,03}{3} = 5,2575 \approx 6;$$

$$S'_{н3} = 30,99 \text{ МВА}, n = \frac{30,99}{4} = 7,7475 \approx 8;$$

$$S'_{н4} = 37,63 \text{ МВА}, n = \frac{37,63}{3} = 9,4075 \approx 10;$$

$$S'_{н5} = 37,63 \text{ МВА}, n = \frac{37,63}{4} = 9,4075 \approx 10.$$

Количество выключателей в ЗРУ на отходящих линиях:

$$N_{\text{НН}} = 5 + 6 + 8 + 10 + 10 = 39 \text{ шт.}$$

Количество выключателей в цепи трансформаторов и секционных выключателей:

$$N = 44 \text{ шт.}$$

Общее число выключателей на стороне НН:

$$N_{\Sigma} = 39 + 44 = 83 \text{ шт.}$$

Все укрупненные показатели стоимости взяты из справочника Файбисович Д.Л. стр.328-347[2].

Определение стоимости сооружения электросетевых объектов в текущих ценах 2022 г. осуществляется с применением индексов изменения стоимости оборудования, ежеквартально публикуемых Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации (Минстрой РФ). Индексы изменения стоимости оборудования публикуются Минстроем РФ к уровню цен по состоянию на 01.01.1991 г. и на 01.01.2000 г.

$$k_{(2022)}^{(2000)} = 5,81[7].$$

Капиталовложения в ячейки выключателей понизительных подстанций:

$K_{\Sigma \text{яч.н.н.}} = K_{\text{выкл}} \cdot n \cdot K_{\text{уд}} \cdot K_{\text{попр.}} = 700 \cdot 39 \cdot 5,81 \cdot 1,5 = 237919,5 \text{ тыс. руб};$
 $k_{\text{попр.}}$ - зональный повышающий коэффициент на базисную стоимость электросетевых объектов для Сибири (ВЛ);

$K_{\text{уд}}$ -коэффициент удорожания оборудования в области электроэнергетики к I кварталу 2022 года.

Рассчитаем капиталовложения в компенсирующие устройства

Мощности компенсирующих устройств на каждой ПС:

$$Q_{\text{КУ1}} = 1,11 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{КУ2}} = 1,24 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{КУ3}} = 1,83 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{КУ4}} = 2,26 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{КУ5}} = 2,26 \text{ Мвар}.$$

На первую подстанцию устанавливаем шунтовую конденсаторную батарею ШКБ-10-1,2 У1 (стоимость на 1991г. ШКБ $K_{\text{ШКБ1}} = 15 \text{ тыс.руб. [1]}$).

На вторую подстанцию устанавливаем шунтовую конденсаторную батарею ШКБ-10-2,4 У1 (стоимость ШКБ $K_{ШКБ2} = 30$ тыс.руб.).

На третью подстанцию устанавливаем шунтовую конденсаторную батарею ШКБ-10-2,4У1 (стоимость ШКБ $K_{ШКБ3} = 30$ тыс.руб.).

На четвертую подстанцию устанавливаем шунтовую конденсаторную батарею ШКБ-10-2,4 У1 (стоимость ШКБ $K_{ШКБ4} = 30$ тыс.руб.).

На пятую подстанцию устанавливаем шунтовую конденсаторную батарею ШКБ-10-2,4 У1 (стоимость ШКБ $K_{ШКБ5} = 30$ тыс.руб.).

Суммарные капиталовложения на компенсирующие устройства:

$$K_{СКУ} = (K_{ШКБ1} + K_{ШКБ2} + K_{ШКБ3} + K_{ШКБ4} + K_{ШКБ5}) \cdot K_{уд} \cdot K_{нопр} \\ = (15 + 30 + 30 + 30 + 30) \cdot 104,47 \cdot 1,5 = 21155,18 \text{ тыс. руб};$$

$k_{попр.}$ - зональный повышающий коэффициент на базисную стоимость электросетевых объектов для Сибири (ВЛ);

$K_{уд}$ -коэффициент удорожания оборудования в области электроэнергетики к I кварталу 2022 года.

Определение стоимости сооружения электросетевых объектов в текущих ценах 2022 г. осуществляется с применением индексов изменения стоимости оборудования, ежеквартально публикуемых Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации (Минстрой РФ). Индексы изменения стоимости оборудования публикуются Минстроем РФ к уровню цен по состоянию на 01.01.1991 г. и на 01.01.2000 г. $k_{(2022)}^{(1991)} = 104,47[7]$.

Суммарные капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = K'_{B-1} + K_{\Sigma_{яч.н.н.}} + K_{\Sigma_{КУ}} = 6322000 + 237919,5 + 21155,18 = \\ = 6581075 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание элементов электрической сети в % от капитальных затрат по[2]табл. 6.1-6.2.

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание ОРУ до 110—7,4%, следовательно:

$$И_{\Sigma_{ОРУ10}} = K_{\Sigma_{яч.н.н.}} \cdot 0,074 = 237919,5 \cdot 0,074 = 17606,04 \text{ тыс. руб/год.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание ШКБ 7,4%, следовательно:

$$И_{\Sigma_{КУ}} = K_{\Sigma_{КУ}} \cdot 0,074 = 21155,18 \cdot 0,074 = 1565,483 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные потери активной мощности в режиме максимальных нагрузок:

$$\Delta P_{\Sigma_{нб}} = P_{нб} - \sum_{i=1}^5 P_{нагр.i} = 136,04 - 132 = 4,04 \text{ МВт},$$

где $P_{нб}$ -наибольшая активная мощность в режиме максимальных нагрузок (Приложение Б).

$$\Delta P_{нб\%} = \frac{\Delta P_{\Sigma_{нб}}}{\sum_{i=1}^5 P_{нагр.i}} \cdot 100\% = \frac{4,04}{132} \cdot 100 = 3,06 \text{ \%}.$$

Суммарные потери активной мощности в режиме минимальных нагрузок:

$$\Delta P_{\Sigma_{нм}} = P_{нм} - \sum_{i=1}^5 P_{нагр.i} = 46,81 - 46,2 = 0,61 \text{ МВт},$$

где $P_{нм}$ - наименьшая активная мощность в режиме минимальных нагрузок.

$$\Delta P_{нм\%} = \frac{\Delta P_{\Sigma_{нм}}}{\sum_{i=1}^5 P_{нагр.i}} \cdot 100\% = \frac{0,61}{46,2} \cdot 100\% = 1,32 \text{ \%}.$$

Суммарная полезная электроэнергия, отпущенная с шин вторичного напряжения подстанций сети, определяется:

при условном одноступенчатом графике нагрузок:

$$W_c = P_{нб} T_{нб},$$

при условном двухступенчатом графике нагрузок:

$$W_c = P_{нб} t_{нб} + P_{нм} t_{нм},$$

где $T_{нб}$ – заданная продолжительность использования наибольших нагрузок, ч/год;

$P_{нб}, P_{нм}$ – наибольшая и наименьшая активные нагрузки условного двухступенчатого графика нагрузок соответственно;

$t_{нб}, t_{нм}$ – условные длительности наибольшей и наименьшей активных нагрузок соответственно, ч.

Приравняем правые части уравнений и получим:

$$P_{нб} t_{нб} + P_{нм} t_{нм} = P_{нб} T_{нб}.$$

Наименьшая активная нагрузка равна:

$$P_{нм} = k P_{нб},$$

где k – абсолютное значение отношения наименьшей активной нагрузки к наибольшей.

По условию задания наименьшая активная нагрузка составляет 35% от наибольшей зимней. Следовательно, $k = 0,35$.

Для определения двух неизвестных $t_{нб}$ и $t_{нм}$ составим систему из двух уравнений:

$$\begin{cases} t_{нб} + t_{нм} = 8760 \\ P_{нб} t_{нб} + k P_{нб} t_{нм} = P_{нб} T_{нб}. \end{cases}$$

Сократим во втором уравнении $P_{нб}$. Система уравнений примет вид:

$$\begin{cases} t_{нб} + t_{нм} = 8760 \\ t_{нб} + k t_{нм} = T_{нб}. \end{cases}$$

Вычтем второе уравнение из первого и получим:

$$t_{нм} - k t_{нм} = 8760 - T_{нб}.$$

Вынесем из левой части уравнения $t_{нм}$ и разделим обе части на $(1 - k)$. Тогда:

$$t_{нм} = (8760 - T_{нб}) / (1 - k).$$

Длительность наименьшей активной нагрузки:

$$t_{нм} = \frac{8760 - T_{нб}}{1 - k} = \frac{8760 - 6000}{1 - 0,35} = 4246,154 \text{ ч.}$$

Длительность наибольшей активной нагрузки:

$$t_{нб} = 8760 - 4246,154 = 4513,846 \text{ ч.}$$

Зная суммарные потери активной мощности и время режимов максимальных и минимальных потерь, определим годовые потери электроэнергии в сети:

$$\Delta W_{зод} = (\Delta P_{нб} + \Delta P_{нб}^{\text{л}}) t_{нб} + (\Delta P_{нм} + \Delta P_{нм}^{\text{л}}) t_{нм} = (4,04 \cdot 10^3 + 3,37 \cdot 10^3) \cdot 4513,846 + (0,61 \cdot 10^3 + 0,38 \cdot 10^3) \cdot 4246,154 = 37651291 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Определим издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{зод} \cdot \beta;$$

$$I_{\Delta W} = 37651291 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 112953,9 \text{ тыс. руб./год}$$

Просчитаем ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание трансформаторов, ОРУ 110кВ и ВЛ с учетом поправочного коэффициента:

Определим суммарные ежегодные издержки сети:

$$I'_{ВЛ} = 12427,78 \cdot 5,81 = 72205,41 \text{ тыс. руб.};$$

$$I'_{ОРУ110} = 36985,2 \cdot 5,81 = 214884,012 \text{ тыс. руб.};$$

$$I'_{ТР} = 8014,2 \cdot 5,81 = 46562,5 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{сети}} = I'_{ВЛ} + I'_{ОРУ110} + I'_{ТР} + I_{\Sigma \Delta W} + I_{\Sigma КУ} + I_{\Sigma \text{яч.н.}} = \\ = 72205,41 + 214884,012 + 46562,5 + 62478,28 + 17606,04 + 1565,483 \\ =$$

$$= 415301,7 \text{ тыс. руб./год.}$$

Определим полные приведённые затраты:

$$З = \alpha_{\mu} K + I = 0,125 \cdot 6581075 + 415301,7 = 1237936 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарная полезная электроэнергия, отпущенная с шин низкого напряжения подстанции сети:

$$W_{зод} = P_{нб} \cdot T_{нб} = 136,04 \cdot 6000 = 816240 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Себестоимость передачи электроэнергии по сети:

$$C = \frac{I}{W_{зод}} = \frac{415301,7 \cdot 10^5}{816240 \cdot 10^3} = 50,87 \frac{\text{коп}}{\text{кВт} \cdot \text{час}}.$$

Годовые потери электроэнергии в %:

$$\Delta W_{зод} \% = \frac{\Delta W_{зод}}{W_{зод}} \cdot 100\% = \frac{37651291}{816240 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 4,66 \%.$$

Заключение

Выполнен проект районной электрической сети 110-220 кВ для электроснабжения пяти пунктов потребления от источника питания (ИП). Электрическая сеть спроектирована с учетом основных требований: надежности, качества, экономичности и перспективы дальнейшего развития.

В первом разделе проекта рассчитан приближенный баланс реактивной мощности в проектируемой электрической сети при условии, что баланс по активной мощности изначально обеспечен. Вычислена суммарная мощность компенсирующих устройств (КУ), устанавливаемых на шинах НН подстанций (ПС) для обеспечения баланса по реактивной мощности, которая составляет 4,506 Мвар. Проведена расстановка КУ в проектируемой сети по ПС методом «тангенс фи балансирующий». Коэффициент мощности нагрузок после установки КУ на шинах потребителей (косинус фи балансирующий) равен 0,8923 (до установки КУ был равен 0,88).

Во втором разделе выбран оптимальный вариант электрической сети по методике технико-экономического сравнения конкурентоспособных вариантов. В качестве критерия оптимальности использовались годовые приведенные затраты на строительство и эксплуатацию электрической сети. Первоначально были намечены пять конкурентоспособных вариантов, отвечающих требованию надежности электроснабжения потребителей.

Выбранный оптимальный вариант по конфигурации представляет собой разомкнутую разветвленную электрическую сеть с тремя узловыми и двумя тупиковыми подстанциями. Годовые приведенные затраты в оптимальный вариант электрической сети составили 253,2219 млн.руб. Вариант замкнутой электрической сети по затратам дешевле на 4,67%. Но в результате анализа равноэкономичных схем более простой и удобной для использования оказалась разомкнутая.

Оптимальный вариант сети имеет номинальное напряжения 110 кВ. Сечения проводов пяти ВЛ-110кВ выбраны по экономической плотности тока с учетом потерь на корону и допустимому току по нагреву проводов в послеаварийном режиме. Силовые трансформаторы для понижающих подстанций выбраны по условию возможной перегрузки трансформатора на 40% больше его номинальной мощности в ремонтном режиме, когда в работе на ПС остается один трансформатор из двух.

Уточнен баланс по реактивной мощности. Суммарная мощность КУ, устанавливаемых на шинах НН подстанций для обеспечения баланса по реактивной мощности в сети, равна 8,645 Мвар (вместо 4,506 Мвар при приближенном расчете, выполненного до выбора схемы сети в первом разделе проекта).

В третьем разделе для проверки работоспособности спроектированной электрической сети проведены расчеты основных (характерных) установившихся режимов: максимального, минимального и наиболее тяжелого по потерям напряжения послеаварийного режима (при наибольших нагрузках) с отключением одной цепи в двухцепной головной линии ИП-1 и ИП-2.

Расчет максимального установившегося режима выполнен «вручную» инженерным методом «в два этапа». Более точно максимальный режим, а также, минимальный и послеаварийный режимы рассчитаны с использованием специализированной компьютерной программы расчета режимов электрических систем «ПРРЭС». Определены значения параметров режимов, в том числе рабочие напряжения на шинах ПС, токи, потоки и потери мощности в линиях и трансформаторах. Значения параметров приведены на картах режимов.

Проверено соблюдение ограничений по пропускной способности линий (по току и мощности) – нарушений нет.

В максимальном режиме рабочее напряжение на шинах НН ПС 3,4 и 5 значительно меньше желаемого 10,5кВ. Поэтому на этих ПС необходимо выполнить регулирование напряжения в максимальном режиме. Также необходимо регулирование напряжения осуществлять в минимальном режиме на ПС 3, 4и в послеаварийном режиме на ПС 3,4.

В четвертом разделе выполнено встречное регулирование напряжения для потребителей в электрической сети с помощью устройств РПН на трансформаторах. Наибольшие потери напряжения в максимальном режиме имеет потребитель на подстанции 3. Для обеспечения желаемого напряжения 10,5 кВ на стороне НН подстанции 3 проведено регулирование напряжения на трансформаторах ТРДН-25000/110/10,5 с РПН с диапазоном регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$. При ответвлении -5 получено рабочее напряжение на стороне НН равное 10,48 кВ. В результате выполнения этого раздела показана возможность обеспечения желаемых напряжений на шинах потребителей в трех характерных режимах работы спроектированной электрической сети и, следовательно, во всех возможных режимах (в нормальных и послеаварийных).

В пятом разделе дана окончательная технико-экономическая оценка выбранного варианта схемы районной электрической сети. Уточненные значения капиталовложений на строительство сети и издержек на её эксплуатацию равны соответственно 6581075 и 415301,7 тыс.руб.

Потери активной мощности в максимальном режиме составляют 5,5 МВт или 4,76% от суммарной мощности нагрузок.

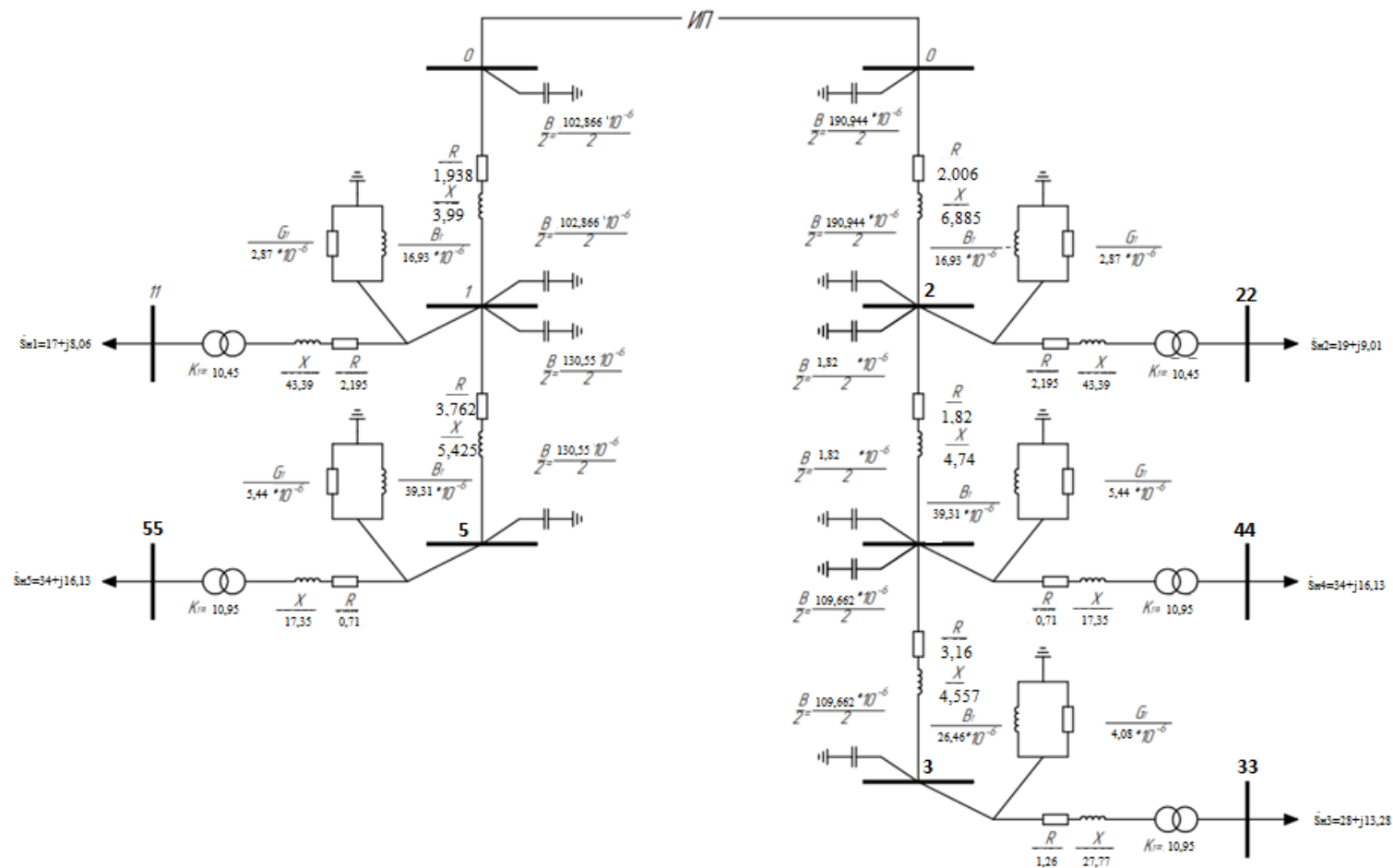
Расчет годовых потерь электроэнергии выполнен по двухступенчатому графику нагрузок (а не по одноступенчатому графику) для учета отключения одного трансформатора из двух на каждой подстанции в минимальном режиме с целью уменьшения потерь. Годовые потери электроэнергии в электрической сети составляют 37651291МВт.ч или 4,66% от полученной потребителями электроэнергии.

Себестоимость передачи электроэнергии по спроектированной электрической сети равна 0,5087 руб./кВт.ч.

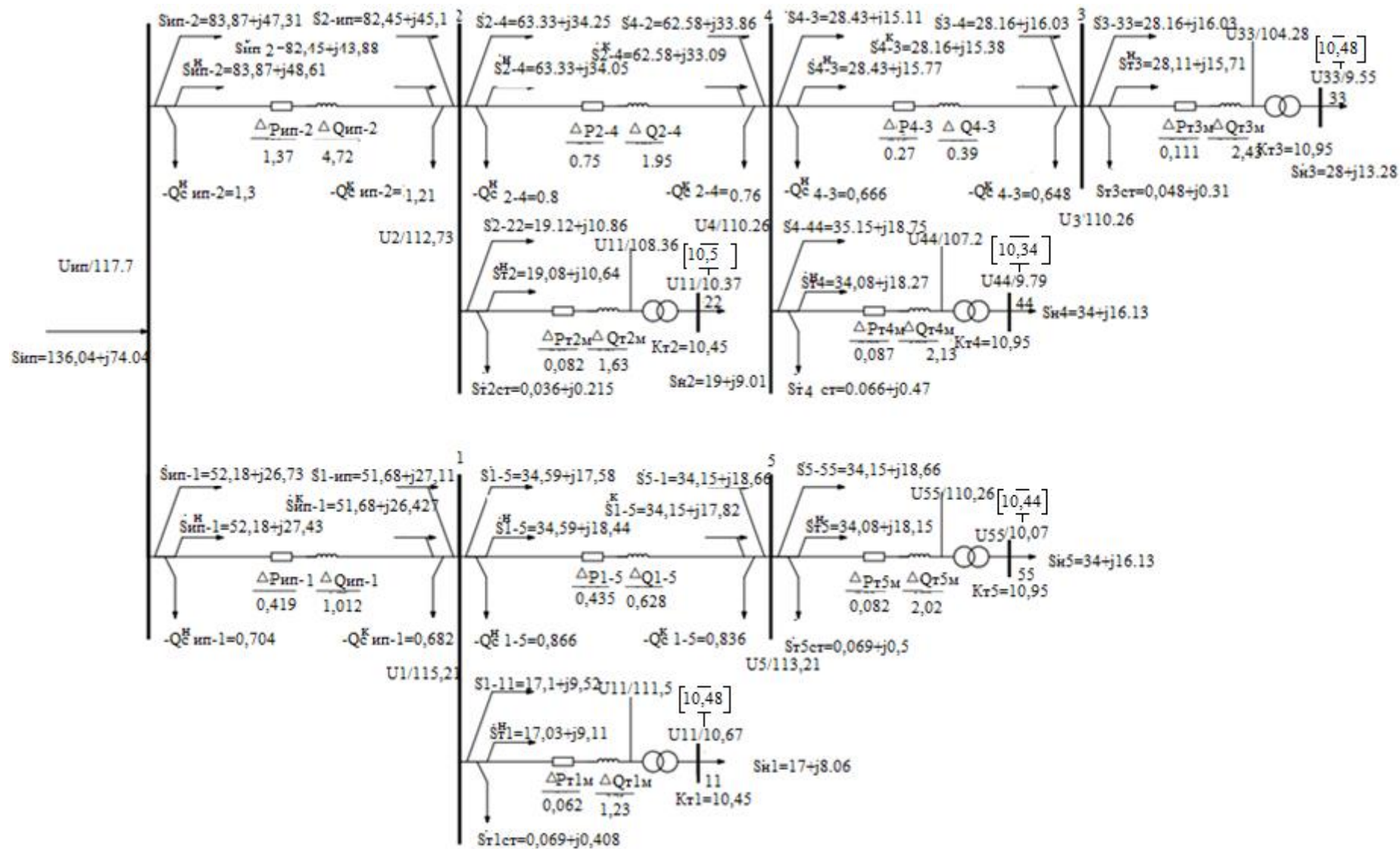
Список используемых источников

1. Электроэнергетические системы и сети: метод.указания для практических занятий и курсового проектирования / сост. Л.А. Акишин, К.И. Прокопчук, Э.Б. Старостина, Н.Ю. Снопкова. – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2015. – 80 с.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян [и др.]; под ред. Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 389 с.
3. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник для электроэнергет. специальностей / В.И. Идельчик. – 2-е изд., стер. – М.: Альянс, 2009. – 592 с.
4. Герасименко А.А., В.Т. Федин. Передача и распределение электро-энергии: Учебное пособие. – Ростов-н/Д.: Феникс, – 2012. – 720 с.
5. Лыкин А.В. Электрические системы и сети. Учебное пособие.– М.: Логос, 2006. –246 с.
6. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов. – М.: НЦ ЭНАС, 2009. – 456 с.
7. Прогнозные индексы изменения сметной стоимости оборудования на IV квартал 2021 года: письмо Минстроя России от 22.03.2022 г. № 11596-ИФ/09 – 39 с.

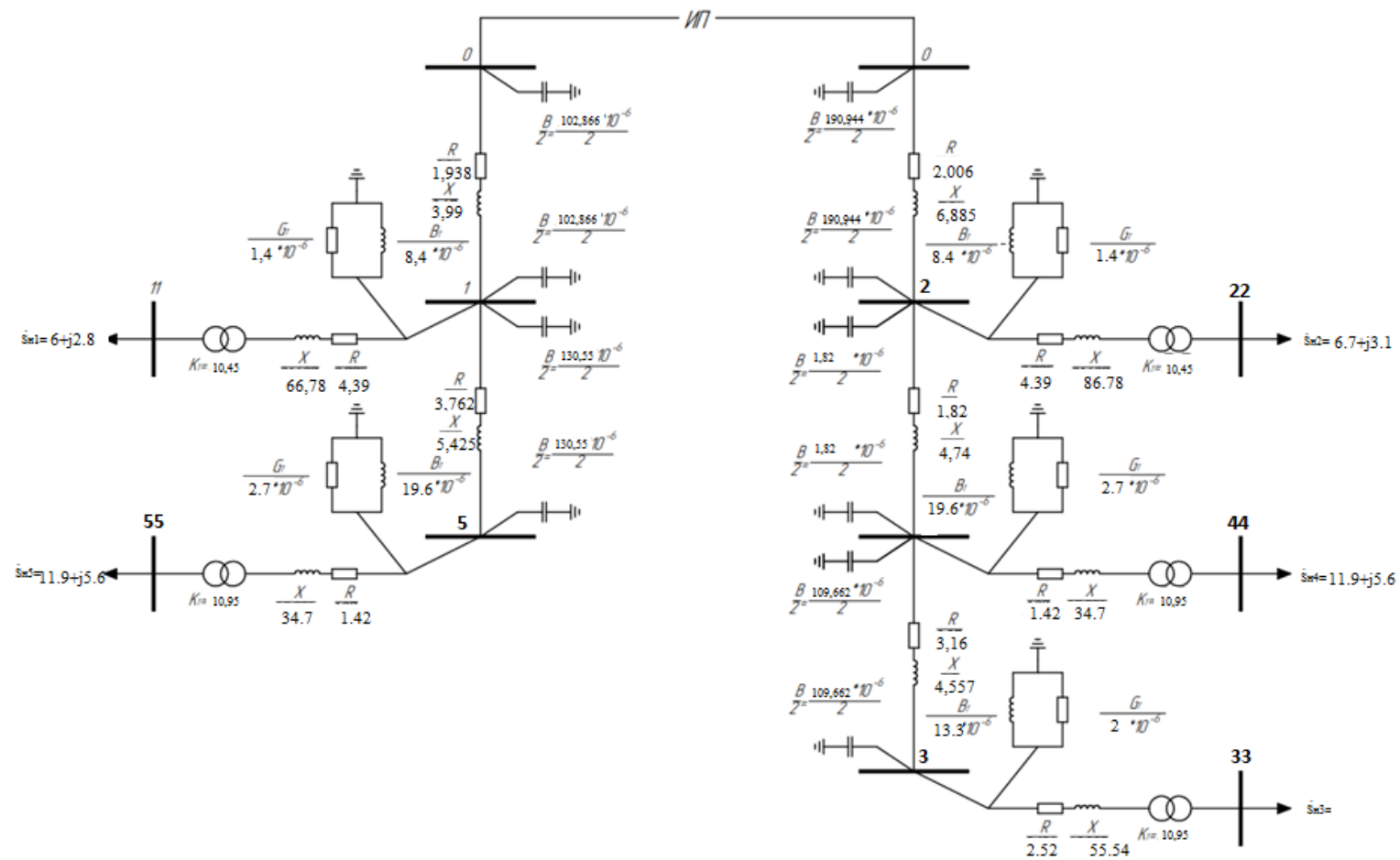
Приложение А- Схема замещения сети при максимальных нагрузках



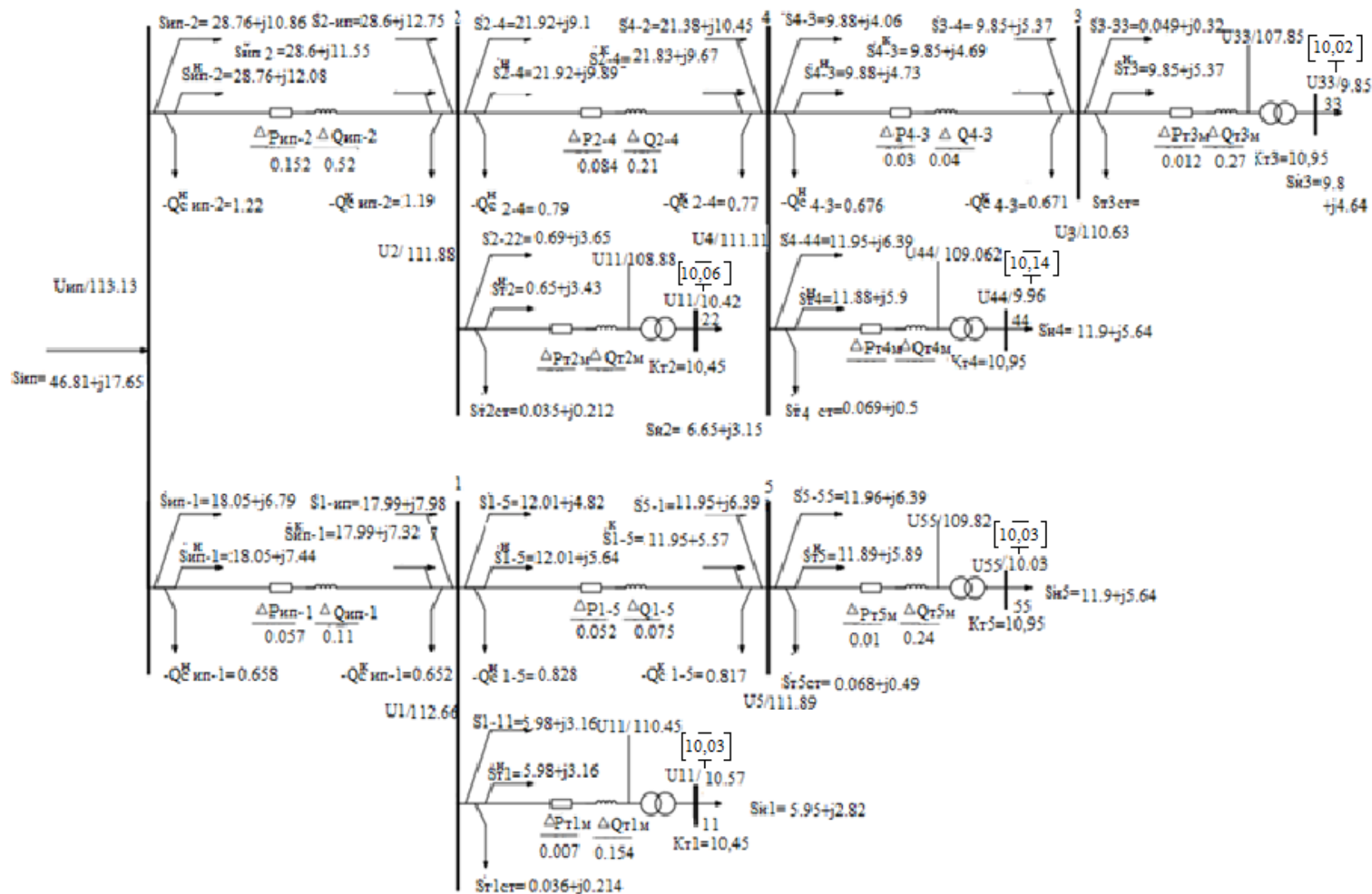
Приложение Б – Карта режима сети при максимальных нагрузках



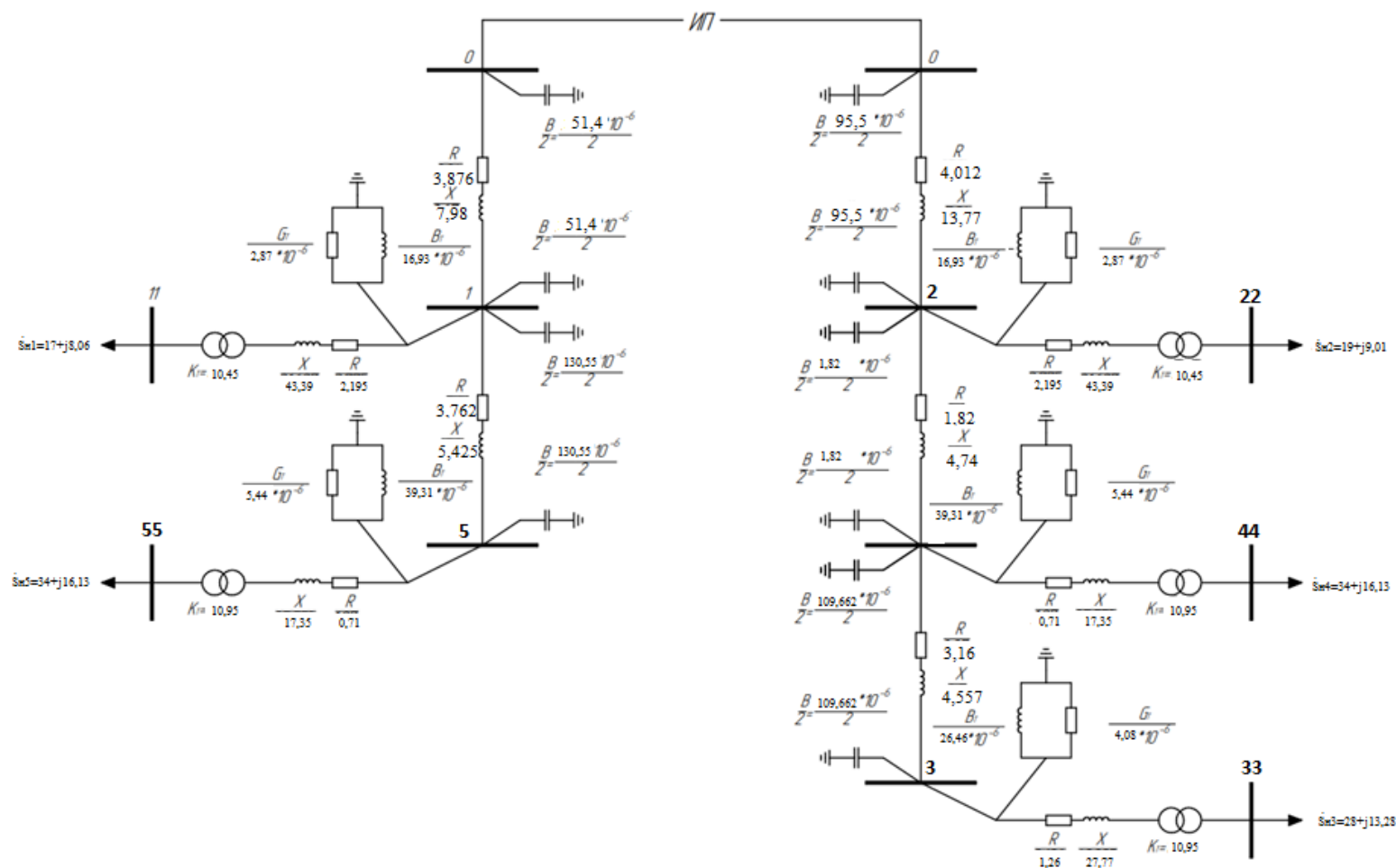
Приложение В – Схема замещения сети при наименьших нагрузках



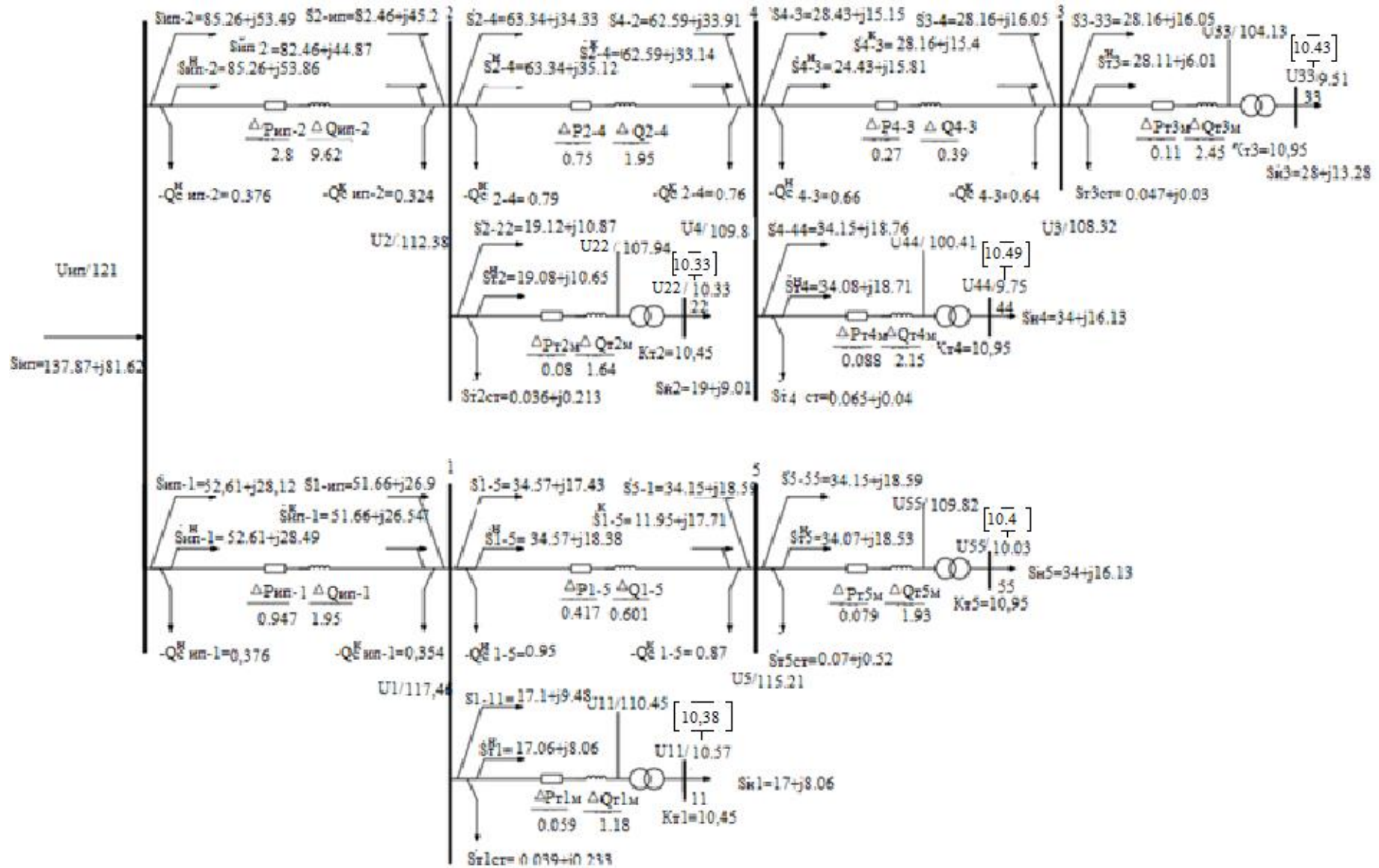
Приложение Г – Карта режима сети при наименьших нагрузках



Приложение Д – Схема замещения сети в послеаварийном режиме



Приложение Е – Карта режима сети в послеаварийном режиме



Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	
Разраб.		Козлова М.А.			
Пров.		Сташкевич Е.В.			
Н.контр.		Сташкевич Е.В.			
Утв.		Сташкевич Е.В.			