

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ДЕПАРТАМЕНТ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И ОБРАЗОВАНИЯ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
"КОСТРОМСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННАЯ АКАДЕМИЯ"

Электроэнергетический факультет

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Профиль Электроснабжение

Кафедра электроснабжения и эксплуатации электрооборудования

РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к курсовой работе по дисциплине
«Районные электрические сети»

на тему: «Проектирование районных электрических сетей»

Автор работы _____ Тихомиров Владимир Геннадьевич
Подпись *Дата* *Инициалы, фамилия*

Группа 751z

Руководитель работы _____
Подпись *Дата* *Инициалы, фамилия*

Работа защищена _____
Дата *Оценка прописью*

Календарный график выполнения курсового проекта

| Неделя | Раздел |
|-----------|---|
| 1 неделя | Получение задания и определение исходных данных |
| 2 неделя | Составление баланса мощностей и обоснование схемы электрической сети |
| 3 неделя | Выполнение расчетов по обоснованию напряжения электрической сети. Определение потоков мощностей и напряжения на участках |
| 4 неделя | Составление баланса реактивной мощности, выбор мощности и размещение компенсирующих устройств |
| 5 неделя | Выбор и проверка сечений проводов линий электропередачи |
| 6 неделя | Выбор схемы выдачи мощности и трансформаторов ТЭЦ |
| 7 неделя | Выбор трансформаторов и схем подстанций в узлах нагрузки |
| 8 неделя | Приведение нагрузок узлов и мощности ТЭЦ к стороне ВН |
| 9 неделя | Расчет установившегося режима электрической сети |
| 10 неделя | Расчет установившегося режима электрической сети |
| 11 неделя | Расчет установившегося режима электрической сети |
| 12 неделя | Расчет установившегося режима электрической сети |
| 13 неделя | Оформление пояснительной записки |
| 14 неделя | Оформление графической части |
| 15 неделя | Защита работы |

Аннотация

В данной курсовой работе был выполнен расчет электрических сетей. Были составлены и рассчитаны балансы реактивной мощности, выбрано и проверено сечение проводов линий электропередач, выбрана схема выдачи мощности и трансформаторов ТЭЦ. Схема района была изображена на листе формата А1 с учетом основных требований действующих правил электроустановок [3].

Расчетно-пояснительная записка состоит из 34 страниц, 11 рисунков, 8 таблиц и 8 использованных литературных источников.

| | | | | | | | |
|-----------|------|----------------|---------|------|------------------------------|------|--------|
| | | | | | КП.41.703.02.ПЗ | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |
| Разраб. | | Тихомиров В.Г. | | | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | | Галятин Н. Ю. | | | | 6 | |
| Реценз. | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |
| Н. Контр. | | | | | | | |
| Утверд. | | | | | | | |
| Аннотация | | | | | | | |

Содержание

| | |
|---|----|
| Введение..... | 8 |
| 1 Исходные данные..... | 9 |
| 2 Составление баланса мощностей..... | 10 |
| 2.1 Составление баланса активной мощности и выбор генераторов ТЭЦ..... | 10 |
| 2.2 Обоснование схемы электрической сети..... | 11 |
| 3 Обоснование напряжения электрической сети..... | 12 |
| 3.1 Определение потоков мощностей..... | 12 |
| 3.2 Определение напряжения на участках..... | 13 |
| 4 Баланс реактивной мощности, выбор мощности и размещение компенсирующих устройств..... | 14 |
| 5 Выбор и проверка сечений проводов линий электропередачи..... | 16 |
| 6. Выбор схемы выдачи мощности и трансформаторов ТЭЦ..... | 21 |
| 7. Выбор трансформаторов и схем подстанций в узлах нагрузки..... | 23 |
| 8. Приведение нагрузок узлов и мощности ТЭЦ к стороне ВН..... | 26 |
| 9. Расчет установившегося режима электрической сети..... | 28 |
| 10. Регулирование напряжения..... | 31 |
| Заключение..... | 33 |
| Список использованных источников..... | 34 |

| | | | | | | | |
|-----------|------|----------------|---------|------|------------------------------|------|--------|
| | | | | | КП.41.703.02.ПЗ | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |
| Разраб. | | Тихомиров В.Г. | | | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | | Галятин Н. Ю. | | | 7 | | |
| Реценз. | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |
| Н. Контр. | | | | | | | |
| Утверд. | | | | | | | |

Введение

Проектирование электрической сети, включая разработку конфигурации сети и схемы подстанции, является одной из основных задач развития энергетических систем, обеспечивающих надёжное и качественное электроснабжение потребителей. Качественное проектирование является основой надёжного и экономичного функционирования электроэнергетической системы.

Задача проектирования электрической сети относится к классу оптимизационных задач, однако не может быть строго решена оптимизационными методами в связи с большой сложностью задачи, обусловленной многокритериальностью, многопараметричностью и динамическим характером задачи, дискретностью и частичной неопределенностью исходных параметров.

В этих условиях проектирование электрической сети сводится к разработке конечного числа рациональных вариантов развития электрической сети, обеспечивающих надёжное и качественное электроснабжение потребителей электроэнергией в нормальных и послеаварийных режимах. Выбор наиболее рационального варианта производится по экономическому критерию. При этом все варианты предварительно доводятся до одного уровня качества и надёжности электроснабжения. Экологический, социальный и другие критерии при проектировании сети учитываются в виде ограничений.

| | | | | | | | | |
|-----------|------|----------------|---------|------|-----------------|------------------|------|--------|
| | | | | | КП.41.703.02.ПЗ | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Тихомиров В.Г. | | | Введение | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | | Галятин Н. Ю. | | | | | 8 | |
| Реценз. | | | | | | ФГБОУ ВО | | |
| Н. Контр. | | | | | | Костромская ГСХА | | |
| Утверд. | | | | | | | | |

Исходные данные (вариант 5)

Климатические условия:

нормативное ветровое давление, Па (да Н/м²) — 650(65)

толщина стенки гололёда, мм — 20

низшая температура $t_H = -20^{\circ}\text{C}$

высшая температура $t_B = 35^{\circ}\text{C}$

средняя температура $t_C = 5^{\circ}\text{C}$

Таблица 1 - Сведения о мощности узлов

| | 1 | 2 | 3 | 4 |
|---------|------|------|------|------|
| P, МВт | 60 | 45 | 30 | 35 |
| Q, Мвар | 30 | 31,5 | 24 | 31,5 |
| tgφ | 0,5 | 0,7 | 0,8 | 0,9 |
| S, МВА | 67,1 | 54,9 | 38,4 | 47,1 |

$$Q = P \operatorname{tg} \varphi; \quad S = \sqrt{Q^2 + P^2}$$

Таблица 2 - Сведения о мощности генераторов

| Тип | Скорость вращения, об/мин | S _{НОМ} , МВА | P _{НОМ} , МВт | U _{НОМ} , кВ | cosφ _{НОМ} | Q _{НОМ} , Мвар | tgφ _{НОМ} |
|------|---------------------------|------------------------|------------------------|-----------------------|---------------------|-------------------------|--------------------|
| Т-12 | 3000 | 15 | 12 | 10,5 | 0,8 | 9 | 0,75 |
| Т-20 | 3000 | 24 | 20 | 10,5 | 0,8 | 13,27 | 0,66 |
| Т-32 | 3000 | 40 | 32 | 10,5 | 0,8 | 24 | 0,75 |
| Т-63 | 3000 | 78,75 | 63 | 10,5 | 0,8 | 47,25 | 0,75 |

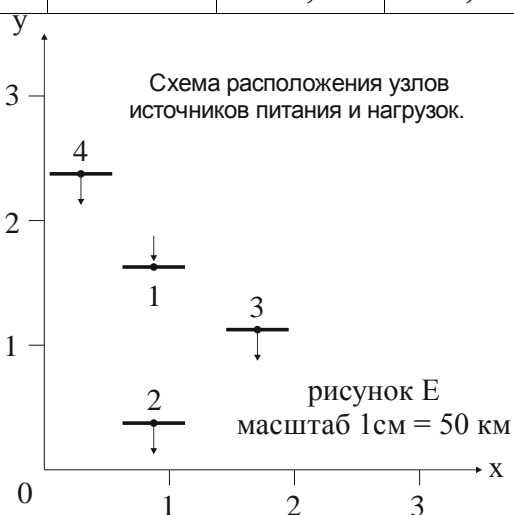


Рис.1 — Схема расположения узлов источников питания и нагрузок.

| | | | | |
|------------------------------|------|----------------|---------|--------|
| КП.41.703.02.ПЗ | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |
| Разраб. | | Тихомиров В.Г. | | |
| Провер. | | Галягин Н. Ю. | | |
| Консульт. | | | | |
| Н. Контр. | | | | |
| Утв. | | | | |
| Исходные данные | | | | |
| | | Лит. | Лист | Листов |
| | | | 9 | |
| ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | | | |

2 Составление баланса мощностей

2.1 Составление баланса активной мощности и выбор генераторов ТЭЦ

Баланс активной мощности, составляемый в энергосистеме для режима максимальной нагрузки, представляет собой равенство генерируемой и потребляемой мощностей в электрической системе

$$k_P(P_2+P_3+P_4)+\Delta P_\Sigma+P_{CH}=P_{ТЭЦ}+P_1$$

Принимаем: $P_{CH}=0,1P_{ТЭЦ}$ $k_P=0,9$

$$\Delta P=10\% \Rightarrow \Delta P_2=4,5\text{МВт}, \Delta P_3=3\text{МВт}, \Delta P_4=3,5\text{МВт}$$

Поскольку $P_{ТЭЦ}$ неизвестно, то P_{CH} вначале примем равным нулю, а затем определим их методом последовательных приближений.

$$P_{ТЭЦ}=k_P(P_2+P_3+P_4)+\Delta P_\Sigma+P_{CH} - P_1$$

$$P_{ТЭЦ}=0,9(45 + 30 + 35)+(4,5 + 3 + 3,5) + 0 - 60 = 50\text{МВт}$$

Принимаем два генератора Т-32 суммарной мощностью 64 МВт .
Для принятой установленной мощности генераторов $P_{CH}=6,4$.

Определим активную мощность ТЭЦ с учётом собственных нужд:

$$P_{ТЭЦ}=0,9(45 + 30 + 35)+(4,5 + 3 + 3,5) + 0 + 6,4 - 60 = 56,4\text{МВт}$$

С учетом собственных нужд генераторы Т-32 подходят.

$$Q_{ТЭЦ.уст}=Q_{Г1}+Q_{Г2}=24+24=48 \text{ Мвар}$$

Мощность, выдаваемая станцией в систему:

$$P_{ТЭЦ.сис}=P_{ТЭЦ.уст} - P_{CH} - P_2 = 64 - 6,4 - 30 = 27,6 \text{ МВт}$$

$$Q_{ТЭЦ.сис}=Q_{ТЭЦ.уст} - Q_{CH} - Q_2$$

$$Q_{CH}=P_{CH} \cdot tg\varphi_{CH}$$

$$tg\varphi_{CH}=1 \Rightarrow Q_{CH}=P_{CH}$$

| | | | | | | | | |
|-----------|------|----------------|---------|------|----------------------------------|------------------------------|------|--------|
| | | | | | КП.41.703.02.ПЗ | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Тихомиров В.Г. | | | Составление баланса мощностей | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | | Галятин Н. Ю. | | | | | 10 | |
| Реценз. | | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Утверд. | | | | | | | | |

$$Q_{\text{ТЭЦ,сис}} = 48 - 6,4 - 21 = 20,6 \text{ Мвар}$$

$$S_{\text{ТЭЦ,сис}} = \sqrt{P_{\text{ТЭЦ,сис}}^2 + Q_{\text{ТЭЦ,сис}}^2} = \sqrt{27,6^2 + 20,6^2} = 34,4 \text{ МВА}$$

2.2 Обоснование схемы и напряжения электрической сети

Электрическая сеть должна обеспечивать надежное электроснабжение потребителей и требовать для своего развития наименьших затрат материальных ресурсов.

Выберем к рассмотрению два возможных варианта электрической сети (рис. 2, а, б). В каждом варианте обеспечивается прямая связь ТЭЦ с энергосистемой; потребители получают питание по линиям электропередачи.

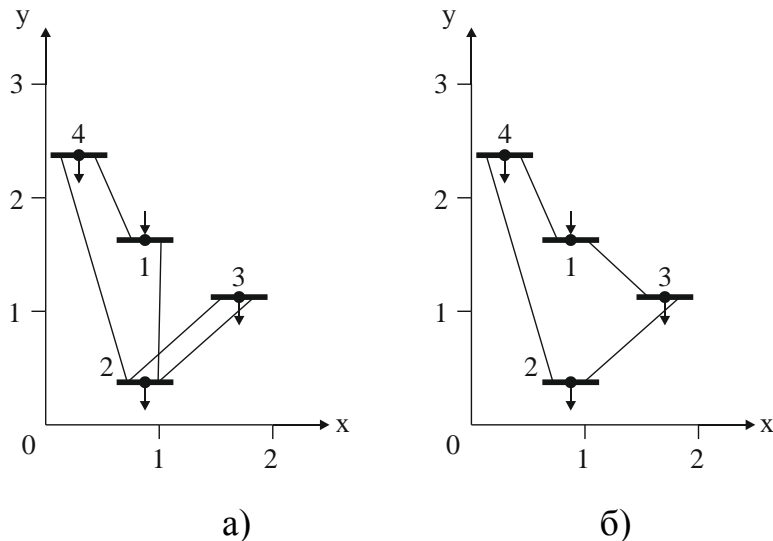


Рис. 2 — Варианты развития электрической сети

В схемах при аварийном отключении любой линии электропередачи обеспечивается электроснабжение потребителей и сохраняется связь ТЭЦ с энергосистемой. Схемы а) и б) по суммарной длине линий в одноцепном исполнении практически равноценны. Сопоставим эти схемы по количеству силовых выключателей, условно обозначенных жирными точками. В схеме б) на два выключателя меньше. Таким образом, для дальнейшего рассмотрения следует оставить схему б).

3 Обоснование схемы и напряжения электрической сети

Условия при обрыве одной ЛЭП:

- обеспечение питанием потребителей 2, 3 и 4
- сохранение связи ТЭЦ с энергосистемой (узел 1)

Длины линий:

$$L_{13} = 38 \text{ км}; L_{23} = 58 \text{ км}; L_{24} = 105 \text{ км}; L_{41} = 40 \text{ км}; L_{\Sigma} = 241 \text{ км}$$

3.1 Определение потоков мощностей

$$P_{14} = \frac{P_4(L_{24} + L_{23} + L_{31'}) - P_{\text{ТЭЦ, СИС}}(L_{23} + L_{31'}) + P_3 L_{31'}}{L_{\Sigma}}$$

$$P_{14} = \frac{35(105 + 58 + 38) - 27,6(58 + 38) + 30 \cdot 38}{241} = 22,9 \text{ МВт}$$

$$P_{1'3} = \frac{P_3(L_{23} + L_{24} + L_{41}) - P_{\text{ТЭЦ, СИС}}(L_{24} + L_{41}) + P_4 L_{41}}{L_{\Sigma}}$$

$$P_{1'3} = \frac{30(58 + 105 + 40) - 27,6(105 + 40) + 35 \cdot 40}{241} = 14,5 \text{ МВт}$$

Проверка правильности вычислений:

$$P_{14} + P_{1'3} = P_4 + P_3 - P_{\text{ТЭЦ, СИС}}$$

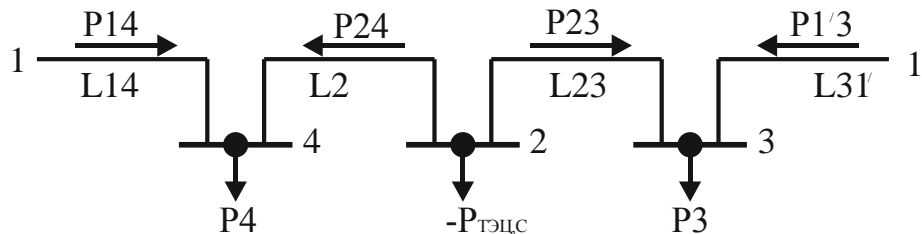
$$P_{14} + P_{1'3} = 22,9 + 14,5 = 37,4 \text{ МВт}$$

$$P_4 + P_3 - P_{\text{ТЭЦ, СИС}} = 35 + 30 - 27,6 = 37,4$$

$$P_{42} = P_{14} + P_4 = 22,9 + 35 = 57,9 \text{ МВт}$$

$$P_{23} = P_{1'3} + P_3 = 14,5 + 30 = 44,5 \text{ МВт}$$

Согласно полученным знакам, поменяем направление мощностей в расчётной схеме:



| | | | | | | | |
|-----------|----------------|----------|---------|------|------------------------------|------|--------|
| | | | | | КП.41.703.02.ПЗ | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |
| Разраб. | Тихомиров В.Г. | | | | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | Галятин Н. Ю. | | | | | 12 | |
| Реценз. | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |
| Н. Контр. | | | | | | | |
| Утверд. | | | | | | | |

Обоснование схемы и
напряжения электрической
сети

3.2 Определение напряжения на участках

Воспользуемся формулой Илларионова для определения номинального напряжения на участках:

$$U_{\text{НОМ13}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{13}} + \frac{2500}{P_{13}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{38} + \frac{2500}{14,5}}} = 73 \Rightarrow 110\text{кВ}$$

$$U_{\text{НОМ32}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{32}} + \frac{2500}{P_{32}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{58} + \frac{2500}{44,5}}} = 124 \Rightarrow 110\text{кВ}$$

$$U_{\text{НОМ24}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{24}} + \frac{2500}{P_{24}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{25} + \frac{2500}{57,9}}} = 125 \Rightarrow 110\text{кВ}$$

$$U_{\text{НОМ41}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{41}} + \frac{2500}{P_{41}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{40} + \frac{2500}{22,9}}} = 91 \Rightarrow 110\text{кВ}$$

Для всех участков сети выбираем напряжение 110 кВ

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | КП.41.703.02.ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 13 |

4 Баланс реактивной мощности, выбор мощности и размещение компенсирующих устройств

Баланс реактивной мощности, составляемый для режима наибольшей нагрузки, представляет собой равенство генерируемой и потребляемой реактивных мощностей в электрической системе:

$$k_q(Q_2+Q_3+Q_4)+\Delta Q_L+Q_{CH}+\Delta Q_T=Q_{ТЭЦ,УСТ}+Q_1+Q_{КУ}+Q_C$$

где $Q_i = P_i \cdot \operatorname{tg} \varphi_i$ – реактивные мощности нагрузок в узлах, $i = 2, 3, 4$;

$k_q \approx 0,9$ – коэффициент разновременности максимумов реактивной нагрузки;

Q_1 – реактивная мощность, передаваемая через районную подстанцию;

ΔQ_L и ΔQ_T – потери мощности в линиях и трансформаторах;

$Q_{ТЭЦ УСТ}$, Q_{CH} – реактивная мощность ТЭЦ и её собственных нужд;

Q_C – зарядная мощность линий электропередачи;

$Q_{КУ}$ – требуемая суммарная мощность компенсирующих устройств.

$$\Delta Q_L=10 \cdot 10^{-3} L_{\Sigma}=10 \cdot 10^{-3} \cdot (38 + 58 + 105 + 40)=2,4 \text{ Мвар}$$

$$\Delta Q_T=0,1(S_3+S_4+S_{ТЭЦ,СИСТ})=0,1(30 + 35 + 27,6)= 9,3 \text{ Мвар}$$

$$Q_C=2,6 \cdot 10^{-6} U^2 L_{\Sigma}=2,6 \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 \cdot 241= 7,6 \text{ Мвар}$$

Из основного уравнения выразим требуемую суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{КУ}=k_q(Q_2+Q_3+Q_4)+\Delta Q_L+Q_{CH}+\Delta Q_T - Q_{ТЭЦ,УСТ} - Q_1 - Q_C$$

$$Q_{КУ}=0,9(31,5 + 24 + 31,5)+2,4+6,4+9,3 - 20,6 - 30 - 7,6 = 38,2 \text{ Мвар}$$

Распределение мощности $Q_{КУ}$ между потребителями представляет собой достаточно сложную оптимизационную задачу. Эта задача решается упрощенно:

– в узле 1 компенсирующие устройства не размещаются ($Q_{ку1} = 0$), поскольку в этом узле находится ТЭЦ, генераторы которой являются мощным источником реактивной мощности;

– распределение мощности $Q_{ку}$ между узлами 2, 3 и 4 выполняется по равенству коэффициентов реактивной мощности в этих узлах;

| | | | | | | | | |
|-----------|------|----------------|---------|------|---|------------------|------|--------|
| | | | | | КП.41.703.02.ПЗ | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Тихомиров В.Г. | | | Баланс реактивной мощности, выбор мощности и размещение компенсирующих устройств | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | | Галятин Н. Ю. | | | | | 14 | |
| Реценз. | | | | | | ФГБОУ ВО | | |
| Н. Контр. | | | | | | Костромская ГСХА | | |
| Утверд. | | | | | | | | |

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sum_i Q_i - Q_{KV}}{\sum_i P_i}$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{(Q_3 + Q_4) - Q_{KV}}{(P_3 + P_4)} = \frac{(24 + 31,5) - 38,2}{(24 + 31,5)} = 0,3$$

Искомые мощности компенсирующих устройств в узлах составят:

$$Q_{KV_i} = P_i (\operatorname{tg} \varphi_i - \operatorname{tg} \varphi)$$

$$Q_{KV3} = 30 \cdot (0,8 - 0,3) = 15 \text{ Мвар}$$

$$Q_{KV4} = 35 \cdot (0,9 - 0,3) = 21 \text{ Мвар}$$

После определения мощностей Q_{KV_i} расчетные нагрузки в узлах составят:

$$P_{pi} = P_i \quad Q_{pi} = Q_i - Q_{KV_i} \quad S_{pi} = \sqrt{P_{pi}^2 + Q_{pi}^2}$$

$$P_{p3} = 30 \text{ МВт}$$

$$P_{p4} = 35 \text{ МВт}$$

$$Q_{p3} = 24 - 15 = 9 \text{ Мвар}$$

$$Q_{p4} = 31,5 - 21 = 10,5 \text{ Мвар}$$

$$S_{p3} = \sqrt{30^2 + 9^2} = 31,3 \text{ МВА}$$

$$S_{p4} = \sqrt{35^2 + 10,5^2} = 36,5 \text{ МВА}$$

5 Выбор и проверка сечений проводов линий электропередачи

Для выбора сечений проводов воздушных линий электропередачи необходимо знать полные мощности, протекающие по линиям. Полная мощность, протекающая по линии между узлами i и j , определяется по выражению:

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}$$

$$Q_{14} = \frac{Q_4(L_{24} + L_{23} + L_{31'}) - Q_{\text{ТЭЦ.СИС}}(L_{23} + L_{31'}) + Q_3 L_{31'}}{L_{\Sigma}}$$

$$Q_{14} = \frac{10,5(105 + 58 + 38) - 20,6(58 + 38) + 9 \cdot 38}{241} = 2,0 \text{ МВТ}$$

$$Q_{1'3} = \frac{Q_3(L_{23} + L_{24} + L_{14}) - Q_{\text{ТЭЦ.СИС}}(L_{24} + L_{14}) + Q_4 L_{14}}{L_{\Sigma}}$$

$$Q_{1'3} = \frac{9(58 + 105 + 40) - 20,6(105 + 40) + 10,5 \cdot 40}{241} = -3,1 \text{ МВТ}$$

Проверка правильности вычислений:

$$Q_{14} + Q_{1'3} = Q_3 + Q_4 - Q_{\text{ТЭЦ.СИС}}$$

$$Q_{14} + Q_{1'3} = 2,0 - 3,1 = -1,1 \text{ Мвар}$$

$$Q_3 + Q_4 - Q_{\text{ТЭЦ.СИС}} = 9 + 10,5 - 20,6 = -1,1 \text{ Мвар}$$

$$Q_{42} = Q_{14} - Q_4 = 2 - 10,5 = -8,5 \text{ Мвар}$$

$$Q_{23} = Q_{1'3} - Q_3 = -3,1 - 9 = -11,1 \text{ Мвар}$$

$$S_{1'3} = \sqrt{P_{13}^2 + Q_{13}^2} = \sqrt{14,5^2 + 3,1^2} = 14,8 \text{ МВА}$$

$$S_{32} = \sqrt{P_{32}^2 + Q_{32}^2} = \sqrt{44,5^2 + 11,1^2} = 45,9 \text{ МВА}$$

$$S_{24} = \sqrt{P_{24}^2 + Q_{24}^2} = \sqrt{57,9^2 + 8,5^2} = 58,5 \text{ МВА}$$

$$S_{14} = \sqrt{P_{14}^2 + Q_{14}^2} = \sqrt{22,9^2 + 2^2} = 23,0 \text{ МВА}$$

| | | | | | | | | |
|-----------|------|----------------|---------|------|---|------------------------------|------|--------|
| | | | | | КП.41.703.02.ПЗ | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Тихомиров В.Г. | | | Выбор и проверка сечений проводов линий электропередачи | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | | Галятин Н. Ю. | | | | | 16 | |
| Реценз. | | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Утверд. | | | | | | | | |

Для принятого номинального напряжения сети $U_{НОМ}$ ток в линии составит:

$$I_{ij} = \frac{S_{ij}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$$

$$I_{13} = \frac{14800}{\sqrt{3} \cdot 110} = 78 \text{ А}$$

$$I_{32} = \frac{45800}{\sqrt{3} \cdot 110} = 240 \text{ А}$$

$$I_{24} = \frac{58500}{\sqrt{3} \cdot 110} = 307 \text{ А}$$

$$I_{14} = \frac{23000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 120 \text{ А}$$

Сечение провода, соответствующее экономической плотности тока:

$$q_{ij} = \frac{I_{ij}}{j_{эк}}$$

$$q_{13} = \frac{78}{1} = 78 \text{ мм}^2$$

$$q_{32} = \frac{240}{1} = 240 \text{ мм}^2$$

$$q_{24} = \frac{307}{1} = 307 \text{ мм}^2$$

$$q_{14} = \frac{120}{1} = 120 \text{ мм}^2$$

Полученное сечение округляется до ближайшего стандартного сечения q_{ij} . Шкала стандартных сечений проводов воздушных линий составляет следующий ряд:
16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 330, 400, 500, ... мм².

Исходя из этого, для каждой линии принимаем следующие сечения:

$$q_{13} = 95 \text{ мм}^2 \quad q_{32} = 240 \text{ мм}^2 \quad q_{24} = 400 \text{ мм}^2 \quad q_{14} = 120 \text{ мм}^2$$

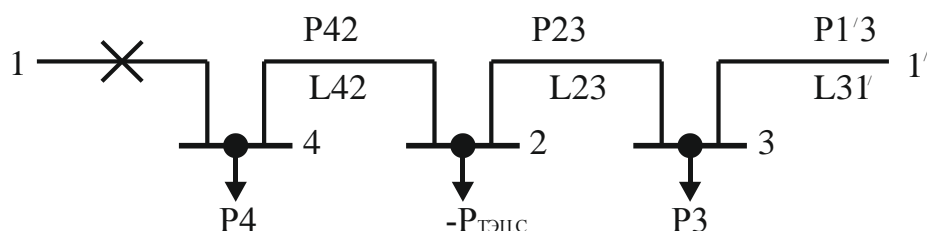
Проверка по нагреву проводов таких линий выполняется по условию:

$$I_{ijПА} = 2 \cdot I_{ij} \leq I_{ДОП}$$

$$I_{13ПА} = 2 \cdot 78 = 156 \text{ А} \quad I_{32ПА} = 2 \cdot 240 = 480 \text{ А}$$

$$I_{24ПА} = 2 \cdot 307 = 614 \text{ А} \quad I_{14ПА} = 2 \cdot 120 = 240 \text{ А}$$

Отключение линии 1-4



| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | КП.41.703.02.ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 17 |

$$P_{42} = P_4 = 35 \text{ МВт}$$

$$P_{23} = P_4 - P_{\text{ТЭЦ,с}} = 35 - 27,6 = 7,4 \text{ МВт}$$

$$P_{13} = P_3 + P_{23} = 30 + 7,4 = 37,4 \text{ МВт}$$

$$Q_{42} = Q_4 = 10,5 \text{ Мвар}$$

$$Q_{23} = Q_4 - Q_{\text{ТЭЦ,с}} = 10,5 - 20,6 = -10,1 \text{ Мвар}$$

$$Q_{13} = Q_3 + Q_{24} = 9 - 10,1 = -1,1 \text{ Мвар}$$

$$S_{32} = \sqrt{P_{32}^2 + Q_{32}^2} = \sqrt{35^2 + 10,5^2} = 36,5 \text{ МВА}$$

$$S_{23} = \sqrt{P_{24}^2 + Q_{24}^2} = \sqrt{7,4^2 + 10,1^2} = 12,5 \text{ МВА}$$

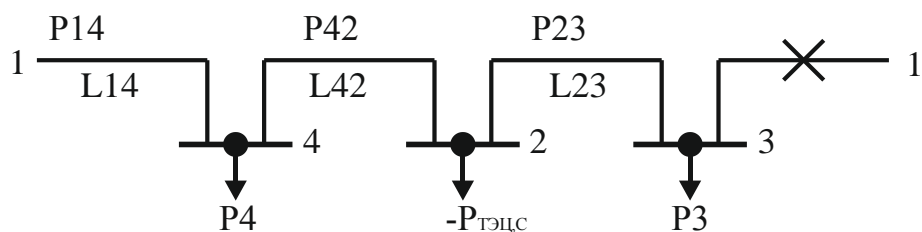
$$S_{14} = \sqrt{P_{14}^2 + Q_{14}^2} = \sqrt{37,4^2 + 1,1^2} = 37,4 \text{ МВА}$$

$$I_{32} = \frac{36500}{\sqrt{3} \cdot 110} = 192 \text{ А}$$

$$I_{23} = \frac{12500}{\sqrt{3} \cdot 110} = 65 \text{ А}$$

$$I_{14} = \frac{37400}{\sqrt{3} \cdot 110} = 196 \text{ А}$$

Отключение линии 3 – 1



$$P_{23} = P_3 = 30 \text{ МВт}$$

$$P_{42} = P_3 - P_{\text{ТЭЦ,с}} = 30 - 27,6 = 2,4 \text{ МВт}$$

$$P_{14} = P_4 + P_{42} = 35 + 2,4 = 27,4 \text{ МВт}$$

$$Q_{23} = Q_3 = 9 \text{ Мвар}$$

$$Q_{42} = Q_3 - Q_{\text{ТЭЦ,с}} = 9 - 20,6 = -11,6 \text{ Мвар}$$

| | | | | |
|------|------|----------|---------|------|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |
|------|------|----------|---------|------|

$$Q_{14} = Q_4 + Q_{24} = 10,5 - 11,6 = -1,1 \text{ Мвар}$$

$$S_{23} = \sqrt{P_{23}^2 + Q_{23}^2} = \sqrt{30^2 + 9} = 31,3 \text{ МВА}$$

$$S_{42} = \sqrt{P_{42}^2 + Q_{42}^2} = \sqrt{2,4^2 + 11,6^2} = 11,8 \text{ МВА}$$

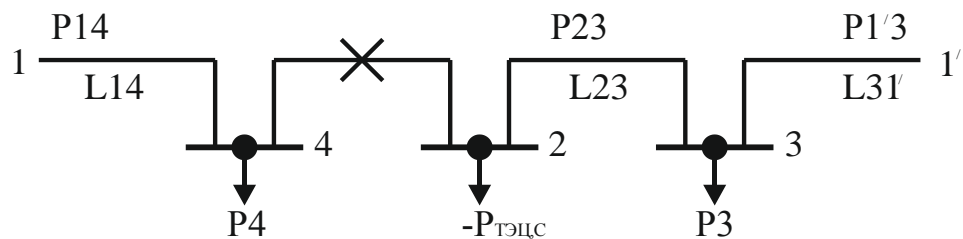
$$S_{14} = \sqrt{P_{14}^2 + Q_{14}^2} = \sqrt{27,4^2 + 1,1^2} = 27,4 \text{ МВА}$$

$$I_{23} = \frac{31300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 164 \text{ А}$$

$$I_{42} = \frac{11800}{\sqrt{3} \cdot 110} = 62 \text{ А}$$

$$I_{14} = \frac{27400}{\sqrt{3} \cdot 110} = 144 \text{ А}$$

Отключение линии 2 – 4



$$P_{14} = P_4 = 35 \text{ МВт}$$

$$P_{23} = -P_{\text{тэц,с}} = -27,6 \text{ МВт}$$

$$P_{13} = P_3 - P_{\text{тэц,с}} = 30 - 27,6 = 2,4 \text{ МВт}$$

$$Q_{14} = Q_4 = 10,5 \text{ Мвар}$$

$$Q_{23} = -Q_{\text{тэц,с}} = -20,6 \text{ Мвар}$$

$$Q_{13} = Q_3 - Q_{\text{тэц,с}} = 9 - 20,6 = -11,6 \text{ Мвар}$$

$$S_{14} = \sqrt{P_{14}^2 + Q_{14}^2} = \sqrt{35^2 + 10,5^2} = 36,5 \text{ МВА}$$

$$S_{23} = \sqrt{P_{23}^2 + Q_{23}^2} = \sqrt{27,6^2 + 20,6^2} = 34,4 \text{ МВА}$$

$$S_{13} = \sqrt{P_{13}^2 + Q_{13}^2} = \sqrt{2,4^2 + 11,6^2} = 11,8 \text{ МВА}$$

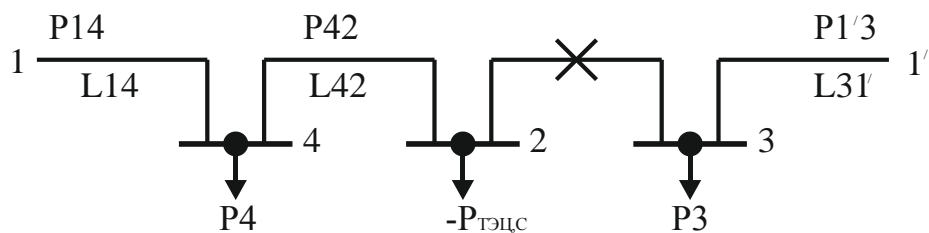
| | | | | |
|------|------|----------|---------|------|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |
| | | | | |

$$I_{13} = \frac{36500}{\sqrt{3} \cdot 110} = 192 \text{ A}$$

$$I_{24} = \frac{34400}{\sqrt{3} \cdot 110} = 180 \text{ A}$$

$$I_{14} = \frac{11800}{\sqrt{3} \cdot 110} = 62 \text{ A}$$

Отключение линии 2 – 3



$$P_{13} = P_3 = 30 \text{ МВт}$$

$$P_{42} = -P_{\text{ТЭЦ,с}} = -27,6 \text{ МВт}$$

$$P_{14} = P_4 - P_{\text{ТЭЦ,с}} = 35 - 27,6 = 7,4 \text{ МВт}$$

$$Q_{13} = Q_3 = 9 \text{ Мвар}$$

$$Q_{42} = -Q_{\text{ТЭЦ,с}} = -20,6 \text{ Мвар}$$

$$Q_{14} = Q_4 - Q_{\text{ТЭЦ,с}} = 10,5 - 20,6 = -10,1 \text{ Мвар}$$

$$S_{13} = \sqrt{P_{13}^2 + Q_{13}^2} = \sqrt{30^2 + 9^2} = 31,3 \text{ МВА}$$

$$S_{42} = \sqrt{P_{42}^2 + Q_{42}^2} = \sqrt{27,6^2 + 20,6^2} = 34,4 \text{ МВА}$$

$$S_{14} = \sqrt{P_{14}^2 + Q_{14}^2} = \sqrt{7,4^2 + 10,1^2} = 12,5 \text{ МВА}$$

$$I_{14} = \frac{31300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 164 \text{ A}$$

$$I_{32} = \frac{34400}{\sqrt{3} \cdot 110} = 180 \text{ A}$$

$$I_{13} = \frac{12500}{\sqrt{3} \cdot 110} = 66 \text{ A}$$

На всех участках принимаем сечение $q_{44} = 400 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 605 \text{ A}$

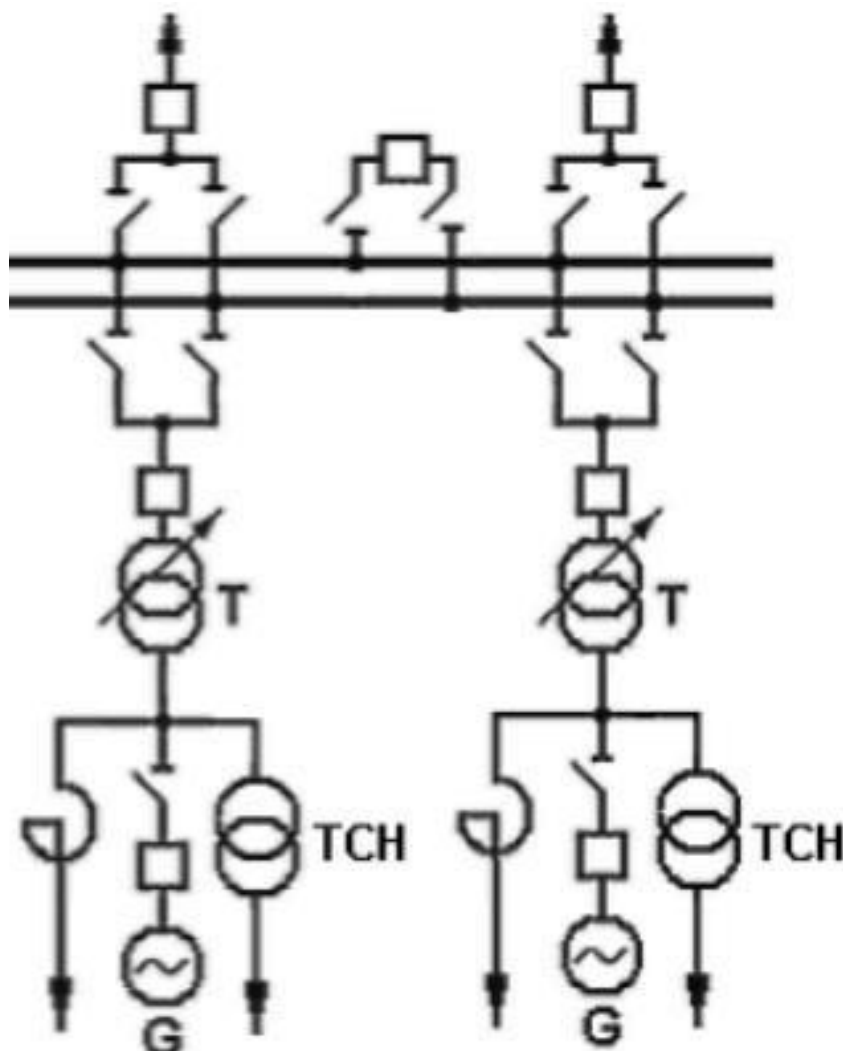
| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | КП.41.703.02.ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 20 |

6. Выбор схемы выдачи мощности и трансформаторов ТЭЦ

Схемы выдачи мощности генераторами ТЭЦ строятся по двум основным принципам:

- схемы с генераторным распределительным устройством (ГРУ);
- блочные схемы.

От шин ГРУ получают питание потребители на напряжение 10 кВ и потребители собственных нужд (СН). Такие схемы применяются для генераторов небольшой мощности.



| | | | | | | | |
|---|----------------|----------|---------|------|------------------------------|------|--------|
| | | | | | КП.41.703.02.ПЗ | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |
| Разраб. | Тихомиров В.Г. | | | | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | Галятин Н. Ю. | | | | | 21 | |
| Реценз. | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |
| Н. Контр. | | | | | | | |
| Утверд. | | | | | | | |
| Выбор схемы выдачи мощности и трансформаторов | | | | | | | |

Собственные нужды ТЭЦ выполняются на напряжении 6 кВ. Поэтому при генераторном напряжении, равном 10 кВ. питание с.н. осуществляется через трансформатор собственных нужд ТСН напряжением 10/6 кВ.

С ростом единичных мощностей генераторов применяются блочные схемы, в которых потребители на напряжение 10 кВ и потребители СН получают питание отпайками от генераторов G.

Для блочной схемы ТЭЦ с n одинаковыми агрегатами номинальная мощность каждого блочного трансформатора Т должна быть не меньше следующих значений:

$$S_{ном} \geq S_{ТЭЦ\ сист} / 2$$

$$S_{ном} \geq 34,4 / 2 = 17,2 \text{ МВА}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | КП.41.703.02.ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 22 |

7. Выбор трансформаторов и схем подстанций в узлах нагрузки

На подстанциях, от которых получают питание потребители 1 и 2 категории, устанавливаются два трансформатора.

Мощность трансформаторов на подстанции выбирается с учетом допустимой перегрузки в аварийном режиме. Под аварийным режимом понимается аварийное отключение одного трансформатора. Всю нагрузку принимает на себя оставшийся в работе трансформатор.

Выражение для выбора номинальной мощности

$$S_{ном} \geq S_{узл}/1,4$$

Полученное значение мощности округляется до ближайшей большей номинальной мощности трансформатора

Схема подстанции зависит от напряжения, мощности, назначения подстанции, ее расположения в схеме сети, количества присоединений и других факторов.

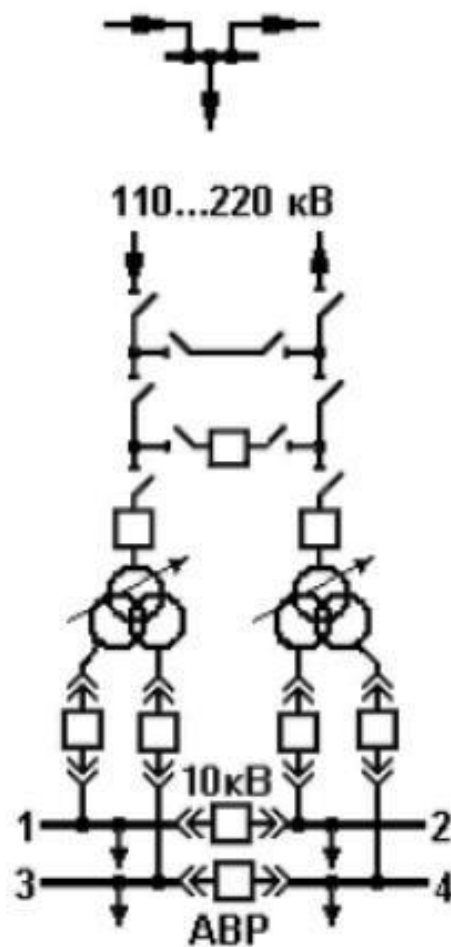
При выполнении курсовой работы следует принимать типовые схемы подстанций в зависимости от их расположения в схеме сети:

- тупиковая подстанция;
- транзитная в замкнутой схеме;
- транзитная в магистральной схеме.

РУ ВН (110-220 кВ) выполняется, как правило, открытым. При количестве присоединений до четырех (2 присоединения – линии. 2 присоединения – трансформаторы) РУ ВН выполняется без сборных шин.

Для обеспечения транзита мощности в РУ ВН предусматривается рабочая перемычка с выключателем (рис. 6,б). При выполнении ремонтных работ транзит мощности осуществляется через ремонтную перемычку без выключателя.

| | | | | | | | | |
|-----------|------|----------------|---------|------|--|------------------|------|--------|
| | | | | | КП.41.703.02.ПЗ | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Тихомиров В.Г. | | | Выбор трансформаторов и схем подстанций в узлах нагрузки | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | | Галятин Н. Ю. | | | | | 23 | |
| Реценз. | | | | | | ФГБОУ ВО | | |
| Н. Контр. | | | | | | Костромская ГСХА | | |
| Утверд. | | | | | | | | |



б)

Расчетная мощность трансформатора для узла 2;

$$S_{ном} \geq 54,9/1,4 = 39,2 \text{ МВА}$$

Расчетная мощность трансформатора для узла 3;

$$S_{ном} \geq 38,4/1,4 = 27,4 \text{ МВА}$$

Расчетная мощность трансформатора для узла 4;

$$S_{ном} \geq 47,1/1,4 = 33,6 \text{ МВА}$$

| | | | | |
|------|------|----------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |

Паспортные данные трансформаторов

| Тип трансформатора | Сном. КВА | Uв ном. кВ | Un ном. кВ | ΔРхх, кВт | ΔРкз, кВт | икз, % | ixх % |
|----------------------------|-----------|------------|------------|-----------|-----------|--------|-------|
| Трансформатор для узла 3 | | | | | | | |
| ТРДН-32000 110 | 32000 | 115 | 10,5 | 35 | 145 | 10,5 | 0,75 |
| Трансформатор для узла 2,4 | | | | | | | |
| ТРДН-40000 110 | 40000 | 115 | 10,5 | 42 | 160 | 10,5 | 0,7 |

Трансформаторы с высшим напряжением 110 кВ имеют устройство РПН с диапазоном регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$. Трансформаторы с высшим напряжением 220 кВ имеют устройство РПН с диапазоном регулирования $\pm 8 \times 1,5\%$.

8. Приведение нагрузок узлов и мощности ТЭЦ к стороне ВН

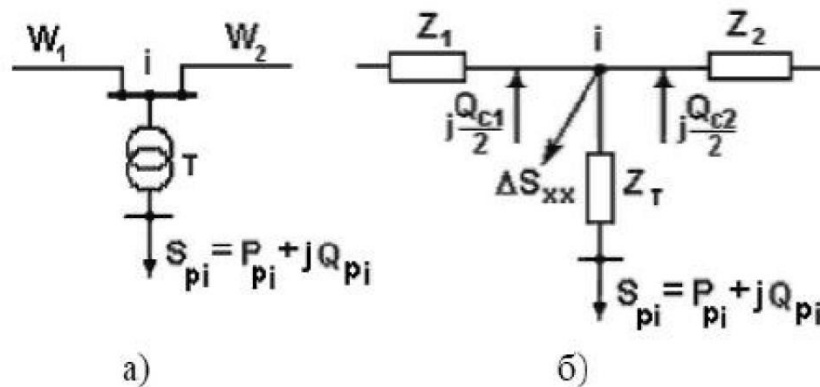
В соответствии с заданием нагрузки узлов заданы на стороне низшего напряжения (НН) 10 кВ. Приведение нагрузок к стороне высшего напряжения (ВН) выполняется для последующего упрощения расчетной схемы установившегося режима электрической сети.

На рис. 7,а показан участок схемы электрической сети: две линии W1 и W2 подходят к некоторому узлу i. Нагрузка на стороне НН составляет $S_{pi} = P_{pi} + jQ_{pi}$. Схема замещения этого участка сети приведена на рис. 7,б. Нагрузка узла i, приведенная к стороне ВН определяется по следующим выражениям

$$P_{iВ} = P_{pi} + \Delta P_T, \quad Q_{iВ} = Q_{pi} + \Delta Q_T - \frac{(Q_{C1} - Q_{C2})}{2},$$

где ΔP_T и ΔQ_T – потери активной и реактивной мощности в трансформаторах Т;

Q_{C1} и Q_{C2} – зарядные мощности линий W1 и W2.



Участок схемы электрической сети (а), его схема замещения (б)

| | | | | | | | |
|--|----------------|----------|---------|------|------------------------------|------|--------|
| | | | | | КП.41.703.02.ПЗ | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |
| Разраб. | Тихомиров В.Г. | | | | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | Галятин Н. Ю. | | | | | 26 | |
| Реценз. | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |
| Н. Контр. | | | | | | | |
| Утверд. | | | | | | | |
| Приведение нагрузок узлов и мощности ТЭЦ к стороне ВН сети | | | | | | | |

Потери мощности в трансформаторах вычисляются по выражениям

$$\Delta P_T = n \Delta P_{XX} + \frac{1}{n} \Delta P_{K3} \frac{S_{pi}^2}{S_{НОМ}^2}, \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = n i_{XX} \frac{S_{НОМ}}{100} + \frac{1}{n} \frac{u_{K3} S_{pi}^2}{100 S_{НОМ}}, \text{ квар};$$

$$\Delta P_{T2} = 2 \cdot 42 + \frac{1}{2} \cdot 160 \cdot \frac{27,45^2}{40^2} = 0,1 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{T3} = 2 \cdot 35 + \frac{1}{2} \cdot 145 \cdot \frac{19,2^2}{32^2} = 0,1 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{T4} = 2 \cdot 42 + \frac{1}{2} \cdot 160 \cdot \frac{23,55^2}{40^2} = 0,1 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{T2} = 2 \cdot 0,7 \cdot \frac{40}{100} + \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5 \cdot 27,45^2}{100 \cdot 40} = 1,5 \text{ Мвар}$$

$$\Delta Q_{T3} = 2 \cdot 0,75 \cdot \frac{32}{100} + \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5 \cdot 19,2^2}{100 \cdot 32} = 1,1 \text{ Мвар}$$

$$\Delta Q_{T4} = 2 \cdot 0,7 \cdot \frac{40}{100} + \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5 \cdot 23,55^2}{100 \cdot 40} = 1,3 \text{ Мвар}$$

Приведение нагрузок узлов и мощности ТЭЦ к стороне ВН

| Узел | P, МВт | Q, Мвар | ΔP_T , МВт | ΔQ_T , Мвар | Qc1, Мвар | Qc2, Мвар | Pв, МВт | Qв, Мвар |
|------|-----------|------------|-----------------------|------------------------|--------------|--------------|------------|-------------|
| 2 | 45 | 31,5 | 0,1 | 1,5 | 3,3 | 1,8 | 45,1 | 38,1 |
| 3 | 30 | 9 | 0,1 | 1,1 | 1,8 | 1,2 | 30,1 | 13,1 |
| 4 | 35 | 10,5 | 0,1 | 1,3 | 3,3 | 1,3 | 35,1 | 16,4 |

| | | | | |
|------|------|----------|---------|------|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |
|------|------|----------|---------|------|

КП.41.703.02.ПЗ

Лист

27

9. Расчет установившегося режима электрической сети

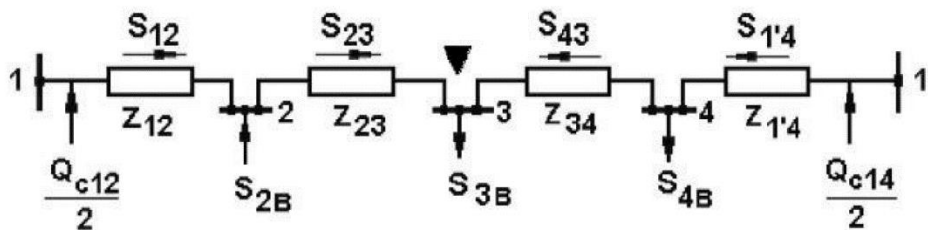
Целью расчета установившегося режима в курсовой работе является определение уровней напряжения в узлах электрической сети для последующей оценки необходимости регулирования напряжения. Кроме того, после расчета должны быть проверены условия

$$P_{\text{ПОТР}} \leq P_1 ; Q_{\text{ПОТР}} \leq Q_1 ,$$

где $P_{\text{ПОТР}}$ и $Q_{\text{ПОТР}}$ – активная и реактивная мощности, потребляемые от районной подстанции, расположенной в узле 1.

Для расчета установившегося режима составляется схема замещения электрической сети с мощностями узлов, приведенными к стороне ВН.

При расчете замкнутой сети сначала определяется предварительное (без учета потерь) распределение мощностей:



$$S_{12} = \frac{-S_{2B}(Z_{21}^* + Z_{31}^* + Z_{41}^*) + S_{3B}(Z_{31}^* + Z_{41}^*) + S_{4B}Z_{41}^*}{Z_{\Sigma}^*};$$

$$S_{1'4} = \frac{S_{4B}(Z_{41}^* + Z_{31}^* + Z_{21}^*) + S_{3B}(Z_{31}^* + Z_{21}^*) - S_{2B}Z_{21}^*}{Z_{\Sigma}^*}$$

где $Z^* = R - jX$ – сопряженное комплексное сопротивление.

| | | | | | | | |
|-----------|------|----------------|---------|------|------------------------------|------|--------|
| | | | | | КП.41.703.02.ПЗ | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |
| Разраб. | | Тихомиров В.Г. | | | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | | Галятин Н. Ю. | | | | 28 | |
| Реценз. | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |
| Н. Контр. | | | | | | | |
| Утверд. | | | | | | | |

Сопротивление линий

| Линия | Длина, м | r0, Ом/км | x0, Ом/км | R, Ом | X, Ом | Z, Ом |
|-------|-------------|--------------|--------------|----------|----------|----------|
| L13 | 38 | 0,1 | 0,43 | 3,8 | 16,3 | 16,7 |
| L23 | 58 | 0,1 | 0,43 | 5,8 | 24,5 | 25,1 |
| L24 | 105 | 0,1 | 0,43 | 10,5 | 45,2 | 46,4 |
| L14 | 40 | 0,1 | 0,43 | 4,0 | 17,2 | 17,7 |

$$P_{14} = \frac{P_{4В}(Z_{24} + Z_{23} + Z_{13'}) - P_{ТЭЦ.СИС}(Z_{23} + Z_{13'}) + P_{3В}Z_{13'}}{Z_{\Sigma}}$$

$$P_{14} = \frac{35,1(45,2 + 24,5 + 16,3) - 27,6(24,5 + 16,3) + 30,1 * 16,3}{45,2 + 24,5 + 16,3} = 27,7 \text{ МВА}$$

$$Q_{14} = \frac{Q_{4В}(Z_{24} + Z_{23} + Z_{13'}) - Q_{ТЭЦ.СИС}(Z_{23} + Z_{13'}) + Q_{3В}Z_{13'}}{Z_{\Sigma}}$$

$$Q_{14} = \frac{16,4(45,2 + 24,5 + 16,3) - 20,6(24,5 + 16,3) + 13,1 * 16,3}{45,2 + 24,5 + 16,3} = 9,1 \text{ МВА}$$

$$P_{1'3} = \frac{P_{3В}(Z_{23} + Z_{24} + Z_{14}) - P_{ТЭЦ.СИС}(Z_{24} + Z_{14}) + P_{4В}Z_{14}}{Z_{\Sigma}}$$

$$P_{1'3} = \frac{30,1(24,5 + 45,2 + 17,2) - 70,6(45,2 + 17,2) + 35,1 * 17,2}{24,5 + 45,2 + 17,2} = -13,6 \text{ МВА}$$

$$Q_{1'3} = \frac{Q_{3В}(Z_{23} + Z_{24} + Z_{14}) - Q_{ТЭЦ.СИС}(Z_{24} + Z_{14}) + Q_{4В}Z_{14}}{Z_{\Sigma}}$$

$$Q_{1'3} = \frac{13,1(24,5 + 45,2 + 17,2) - 20,6(45,2 + 17,2) + 16,4 * 17,2}{24,5 + 45,2 + 17,2} = 1,6 \text{ МВА}$$

Потери мощности в линии между узлами *i* и *j* определяются по выражениям

$$\Delta P_{ij} = \frac{\sqrt{(P_{ij})^2 + (Q_{ij})^2} * R_{ij}}{U_{НОМ}^2}$$

$$\Delta Q_{ij} = \frac{\sqrt{(P_{ij})^2 + (Q_{ij})^2} * X_{ij}}{U_{НОМ}^2}$$

Мощность в начале линии отличается от мощности в конце линии на величину потерь мощности

Расчет потери мощности

| Уча- сток | P_{ij}^H , МВт | Q_{ij}^H , Мвар | R_{ij} , Ом | X_{ij} , Ом | ΔP_{ij} , МВт | ΔQ_{ij} , Мвар | P_{ij} , МВт | Q_{ij} , Мвар |
|--------------|---------------------|----------------------|------------------|------------------|--------------------------|---------------------------|-------------------|--------------------|
| L13 | 13,6 | 1,6 | 3,8 | 16,3 | 0,04 | 0,17 | 13,64 | 1,77 |
| L23 | 21,5 | 1 | 5,8 | 24,5 | 0,09 | 0,40 | 21,59 | 1,40 |
| L24 | 57,8 | 22,2 | 10,5 | 45,2 | 0,49 | 2,12 | 58,29 | 24,32 |
| L14 | 27,7 | 9,1 | 4,0 | 17,2 | 0,09 | 0,38 | 27,79 | 9,48 |

Потери напряжения в линии между узлами i и j определяются по выражению

$$\Delta U_{ij} = \frac{P_{ij}^H * R_{ij} + Q_{ij}^H * X_{ij}}{U_i}$$

Расчет потери напряжения

| Уча- сток | P_{ij}^H , МВт | Q_{ij}^H , Мвар | R_{ij} , Ом | X_{ij} , Ом | ΔU_{ij} , % | U_i , кВ | U_j , кВ |
|--------------|---------------------|----------------------|------------------|------------------|------------------------|---------------|---------------|
| L13 | 13,6 | 1,6 | 3,8 | 16,3 | 0,1 | 0,71 | 109,29 |
| L23 | 21,5 | 1 | 5,8 | 24,5 | 0,1 | 1,37 | 108,63 |
| L24 | 57,8 | 22,2 | 10,5 | 45,2 | 0,1 | 14,97 | 95,03 |
| L14 | 27,7 | 9,1 | 4,0 | 17,2 | 0,1 | 2,43 | 107,57 |

| | | | | |
|------|------|----------|---------|------|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |
|------|------|----------|---------|------|

10. Регулирование напряжения

Цель регулирования напряжения – обеспечение требуемого ПУЭ уровня напряжения на шинах 10 кВ подстанций в узлах нагрузки 3 и 4. В режиме наибольшей нагрузки это напряжение должно быть не ниже $1,05U_{НОМ}$ (10,5 кВ).

Средством регулирования напряжения в выполняемом проекте являются трансформаторы с РПН.

Пусть при расчете установившегося режима в некотором узле i получено напряжение U_i (рис. 11). Напряжение U_i' (напряжение на вторичной обмотке трансформатора, приведенное к первичной обмотке) отличается от напряжения U_i на величину потерь напряжения в трансформаторе

$$U_i' = U_i - \Delta U_T = U_i - \frac{(P_{pi} R_T + Q_{pi} X_T)}{n U_i},$$

где n – количество трансформаторов на подстанции.

Активное и индуктивное сопротивления трансформатора вычисляются по его паспортным данным, Ом

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} U_{ВН}^2 10^3}{S_{НОМ}^2}; \quad X_T = \frac{\Delta u_{кз} U_{ВН}^2 10^3}{100 S_{НОМ}^2}.$$

Напряжение на вторичной обмотке трансформатора составляет

$$U_i'' = \frac{U_i'}{k_T} = U_i' \frac{U_{Н НОМ}}{U_{В НОМ}} = U_i' \frac{U_{Н НОМ}}{U_{ОТВ 0}},$$

где $k_T = U_{В НОМ} / U_{Н НОМ} = U_{ОТВ 0} / U_{Н НОМ}$, – номинальный коэффициент трансформации;

$U_{ОТВ 0}$ – напряжение нулевого ответвления РПН.

Если напряжение U_i'' отличается от требуемого ПУЭ, необходимо переключить РПН с нулевого ответвления $U_{ОТВ 0}$ на желаемое ответвление

| | | | | | | | | |
|-----------|------|----------------|---------|------|--------------------------|------------------|------|--------|
| | | | | | КП.41.703.02.ПЗ | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Тихомиров В.Г. | | | Регулирование напряжения | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | | Галятин Н. Ю. | | | | | 31 | |
| Реценз. | | | | | | ФГБОУ ВО | | |
| Н. Контр. | | | | | | Костромская ГСХА | | |
| Утверд. | | | | | | | | |

$U_{\text{отв ж}}$, обеспечивающее на вторичной обмотке трансформатора напряжение не ниже 10,5 кВ:

$$U_i' \frac{U_{\text{н ном}}}{U_{\text{отв ж}}} \geq 10,5.$$

Из последнего выражения

$$U_i' \frac{U_{\text{н ном}}}{10,5} \geq U_{\text{отв ж}}.$$

По полученному значению подбирается напряжение стандартного ответвления

$$U_{\text{отв ст}} = U_{\text{в ном}} \pm n \frac{U_{\text{ст}}}{100} U_{\text{в ном}},$$

где $\pm n = \pm(0, 1, 2, \dots)$ – номера ответвлений;

$U_{\text{ст}}$ – напряжение одной ступени регулирования, %.

Напряжение на вторичной обмотке трансформатора после регулирования определяется

$$U'_{i \text{ РЕГ}} = U_i' \frac{U_{\text{н ном}}}{U_{\text{отв ст}}}$$

| Узел | U_j , кВ | Кт | U_i'' , кВ | $U_{\text{ст}}$, % | n | $U_{\text{отв}}$ |
|------|---------------|------|-----------------|------------------------|---|------------------|
| L1 | 109,29 | 11,3 | 9,67 | 1,78 | 5 | 10,53 |
| L2 | 108,63 | 11,3 | 9,61 | 1,78 | 5 | 10,47 |
| L3 | 95,03 | 11,3 | 8,41 | 1,78 | 5 | 9,16 |
| L4 | 107,57 | 11,3 | 9,52 | 1,78 | 5 | 10,37 |

Заключение

В ходе выполнения курсовой работы было выполнено проектирование районных электрических сетей. Вследствие проектирования:

- составлен баланс активной мощности и выбор генераторов ТЭЦ;
- выполнено обоснование схемы и напряжения электрической сети;
- составлен баланс реактивной мощности,
- произведен выбор мощности и размещение компенсирующих мощностей;
- выбрано и проверено сечение проводов линий электропередачи;
- выполнен выбор схемы выдачи мощности и трансформаторов ТЭЦ;
- выполнен выбор трансформаторов и схем подстанций в узлах нагрузки
- выполнен расчет установившегося режима электрической.

| | | | | | | | | | |
|-----------|------|----------------|---------|------|-----------------|--|------------------------------|------|--------|
| | | | | | КП.41.703.02.ПЗ | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |
| Разраб. | | Тихомиров В.Г. | | | Заключение | | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | | Галятин Н. Ю. | | | | | | 33 | |
| Реценз. | | | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | | |
| Утверд. | | | | | | | | | |

Список использованных источников

1. Электрическая часть электростанций и подстанций: методические рекомендации по выполнению курсовой работы для студентов направления подготовки 13.03.02 “Электроэнергетика и электротехника”, профиль “Электроснабжение” очной и заочной форм обучения / составил Д.М. Олин. – Караваево: Костромская ГСХА, 2015. – 50 С.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М: ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.
3. Коровин, Ю.В.Расчёт токов короткого замыкания в электрических системах: учебное пособие / Ю.В. Коровин, Е.И. Пахомов, К.Е. Горшков. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 114 с.
4. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для студ. сред. проф. образования /Л. Д. Рожкова, Л.К.Карнеева, Т.В.Чиркова. – 4-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.
5. Сайт <http://forca.ru> Энергетика: оборудование, документация
6. Правила устройства электроустановок. Разделы 2, 4 – 7-е изд. – М: Издательство НЦ ЭНАС, 2003.
7. Опалева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: учебное пособие. – М: ФОРУМ ИНФРА-М, 2006. – 480 с.
8. Циркуляр Ц-02-98 «О проверке кабелей на возгорание при действии тока короткого замыкания в сетях собственных нужд подстанций».

| | | | | | | | | | | |
|-----------|------|----------------|---------|------|----------------------------------|--|--|------|------|--------|
| | | | | | КП.41.703.02.ПЗ | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Список использованных источников | | | Лит. | Лист | Листов |
| Разраб. | | Тихомиров В.Г. | | | | | | 34 | | |
| Провер. | | Галятин Н. Ю. | | | | | | | | |
| Реценз. | | | | | | | | | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | | | |
| Утверд. | | | | | ФГБОУ ВО Костромская ГСХА | | | | | |