

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное образовательное учреждение высшего образования
«Курганский государственный университет»
Кафедра «Энергетика и технология металлов»

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Методические указания и задания к контрольной работе по дисциплине
«Электроэнергетические системы и сети»
для студентов заочного обучения направления 13.03.02
«Электроэнергетика и электротехника» (профиль «Электроснабжение»)

Курган 2018

Кафедра: «Энергетики и технология металлов».

Дисциплина: «Электроэнергетические системы и сети», направление 13.03.02
«Электроэнергетика и электротехника» (профиль «Электроснабжение»).

Составили: доцент, канд. техн. наук В.И. Мошкин, старший преподаватель
Д.В. Семакин

Утверждены на заседании кафедры 30 августа 2017 г.

Рекомендованы методическим советом университета 20 декабря 2017 г.

Введение

Учебным планом по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» предусмотрена одна контрольная работа. Студент на установочной лекции получает **индивидуальное задание** с исходными данными на выполнение работы

1.1 Каждая работа должна выполняться в формате А4, на титульном листе должны быть указаны Ф.И.О. студента, его шифр. Вариант задания помещается после титульного листа. При оформлении работы следует пользоваться положениями ГОСТ 7.32-2001 «Отчет о научно-исследовательской работе. Общие требования к текстовым документам». Условие задачи должно быть сформулировано достаточно полно и четко.

1.2 Основные положения решения должны иметь объяснения. Решение должно иллюстрироваться схемами и графиками, векторными диаграммами.

На схемах должны быть показаны положительные направления токов.

1.3 Графики должны быть построены в градуированных осях. возможно использование ПК MathCad, Excel, EWB и др.

1.4 Должен выдерживаться следующий порядок записей при вычислениях: сначала записывается формула, затем подставляются числовые значения величин, входящих в формулу, без каких-либо преобразований, затем – результат с указанием единиц измерения. Вычисления следует вести с точностью до 3-4 значащих цифр.

1.5 Контрольная работа должна содержать список литературы, использованной при работе над заданием, дату и подпись студента.

1.6 Выполненная контрольная работа сдается на кафедру ЭТМ КГУ (ауд. Б-215) или лично преподавателю, выдавшему задание. После проверки работу получает студент лично у этого преподавателя или в ауд. Б - 215 в часы работы университета. Защита контрольной работы производится по консультационным субботам (расписание консультационных суббот находится возле деканата и ауд. Б-215), до экзамена, при собеседовании с выдавшим задание преподавателем.

1.7 При сдаче на повторную рецензию **не разрешается** переписывать заново контрольную работу или отдельные ее части.

1.8 Контрольная работа, выполненная без листа задания, а также оформленная неаккуратно и написанная неразборчиво, не рецензируется.

Содержание контрольной работы

Контрольная работа содержит две задачи.

Задача 1 посвящена определению параметров элементов электрической сети. Основные элементы, образующие в своей совокупности электрическую сеть, – это линии электропередачи и трансформаторные подстанции. Для расчета электрического режима сети (потоков мощности на участках, напряжений в узловых точках, токов и т.д.) необходимо знать их параметры.

Параметры подстанций определяются параметрами входящих в них трансформаторов. Их определение производится на основе каталожных данных. Двухобмоточные трансформаторы представляются Г-образной схемой замещения. При

этом определяются активное и реактивное сопротивления, отображающие потери в обмотках и активная и реактивная проводимости, отображающие потери холостого хода. Потери в обмотках и потери холостого хода также являются параметрами. И более того, часто бывает более удобно включать в схему замещения потери холостого хода вместо соответствующих проводимостей. Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов, а также для трансформаторов с расщепленными обмотками продольная ветвь схемы замещения представляется в виде звезды, где каждой обмотке соответствует свой луч. При расчете их параметров следует искать в каталоге (или предварительно определять) потери короткого замыкания и напряжения короткого замыкания для каждой обмотки.

Задачу 1 иллюстрируют примеры 1 и 2.

ПРИМЕР 1

На понижающей подстанции 110/6 кВ (Рис. 1) установлены два трансформатора ТМН-6300/110, включенные на параллельную работу. Определить параметры схемы замещения подстанции, приведенные к стороне высшего напряжения, и найти потери мощности в ней, если нагрузка подстанции составляет:

$$\tilde{S}_{\text{нагр}} = 7,5 + j5,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

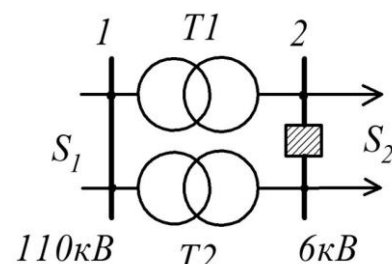


Рис. 1

РЕШЕНИЕ

1) По [1, табл. П7; 2; 3] находим каталожные данные трансформаторов:

$$U_{\text{в ном}} = 115 \text{ кВ}; \quad U_{\text{н ном}} = 6,6 \text{ кВ}; \quad u_{\text{к}} = 10,5\%;$$

$$\Delta P_{\text{к}} = 44 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{\text{х}} = 11,5 \text{ кВт}; \quad i_{\text{х}} = 0,8\%.$$

2) Составляем схему замещения подстанции (Рис. 2):

3) Определяем параметры одного трансформатора из каталожных данных, параметры приводим к ступени ВН.

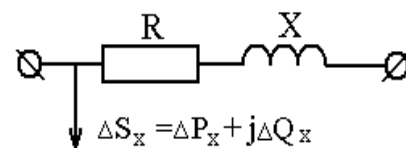


Рис. 2

$$R_T = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{в ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} = 0,044 \cdot \frac{115^2}{6,3^2} = 14,7 \text{ Ом};$$

$$X_T = \frac{u_{\text{к}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{в ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{6,3} = 220,4 \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_{\text{х}} = \frac{i_{\text{х}\%}}{100} \cdot S_{\text{ном}} = \frac{0,8}{100} \cdot 6,3 = 0,0504 \text{ Мвар}.$$

4) Определяем параметры схемы замещения подстанции (рис. 2), учитывая, что на ней установлены два трансформатора ($n = 2$):

$$R = \frac{R_T}{n} = \frac{14,7}{2} = 7,35 \text{ Ом}; \quad X = \frac{X_T}{n} = \frac{220,4}{2} = 110,2 \text{ Ом};$$

$$\Delta \tilde{S}_x = 2(\Delta P_x + j\Delta Q_x) = 2(0,0115 + j0,0504) = 0,023 + j0,1008 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

5) Определяем потери мощности на подстанции при заданной нагрузке $S_{\text{нагр}}$:

$$\Delta P = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\kappa} \frac{S_{\text{нагр}}^2}{S_{\text{ном}}^2} + n \cdot \Delta P_x = \frac{1}{2} \cdot 0,0044 \frac{7,5^2 + 5,2^2}{6,3^2} + 2 \cdot 0,0115 = 0,0692 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{1}{n} \cdot \frac{u_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{нагр}}^2}{S_{\text{ном}}^2} + n \cdot \frac{i_{x\%}}{100} \cdot S_{\text{ном}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{7,5^2 + 5,2^2}{6,3} + 2 \cdot \frac{0,8}{100} \cdot 6,3 = 0,795 \text{ Мвар}.$$

Здесь $n = 2$ - количество трансформаторов на подстанции.

ПРИМЕР 2. На понижающей подстанции 110/6 кВ установлены два трансформатора ТМН-6300/110 (предыдущая задача, Рис. 1) с пределами регулирования напряжения с помощью устройства РПН: $115 \pm 9 \times 1,78\% / 6,6$ кВ. Нагрузка подстанции в режимах наибольших и наименьших нагрузок составляет $S_{2_{\text{нб}}} = 7,74 + j3,87 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и $S_{2_{\text{нм}}} = 3,14 + j1,22 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Напряжения на шинах ВН подстанции в этих режимах равны $U_{1(\text{нб})} = 101,6 \text{ кВ}$ и $U_{1(\text{нм})} = 108,3 \text{ кВ}$. Определить, можно ли на данной подстанции осуществить принцип встречного регулирования напряжения и на каких регулировочных ответвлениях при этом должны работать трансформаторы.

РЕШЕНИЕ

1) Составляем схему замещения подстанции (Рис. 3). На схеме представлен идеальный трансформатор (ИТ), потери в котором вынесены в элементы R и X , а их параметры приведены к ступени ВН. Параметры схемы замещения берём из задачи 1. Рассматриваем данную подстанцию, как участок сети. Здесь U_2' - приведённое к ступени ВН напряжение ИТ.

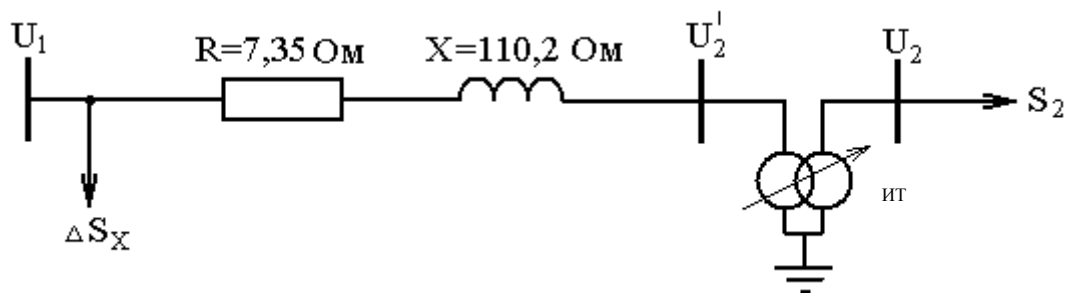


Рис. 3

2) Так как по условию задачи задано напряжение в начале участка (U_1) и нагрузка в конце ($S_2 = S_{\text{нр}}$), то первичное напряжение U_1 подстанции определяем на основе выражения:

$$U_1 = U_2' + \frac{P_2 \cdot R + Q_2 \cdot X}{U_2'}$$

Отсюда выделяем U_2' , решая квадратное уравнение:

$$(U_2')^2 - U_1 \cdot U_2' + P_2 R + Q_2 X = 0;$$

тогда получим

$$U'_2 = \frac{U_1}{2} \pm \sqrt{\left(\frac{U_1}{2}\right)^2 - (P_2 R + Q_2 X)},$$

Для ИТ приведенное вторичное напряжение U'_2 явно больше, чем $U_1 / 2$, поэтому в последнем выражении используем только знак “+”, отбрасывая второй корень. Определяем это напряжение для двух режимов (наибольшее напряжение и наименьшее):

$$\begin{aligned} U'_{2(нб)} &= \frac{U_{1(нб)}}{2} + \sqrt{\left(\frac{U_{1(нб)}}{2}\right)^2 - (P_{2(нб)} R + Q_{2(нб)} X)} = \\ &= \frac{101,6}{2} + \sqrt{\left(\frac{101,6}{2}\right)^2 - (7,74 \cdot 7,35 + 3,87 \cdot 110,2)} = 96,6 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U'_{2(нм)} &= \frac{U_{1(нм)}}{2} + \sqrt{\left(\frac{U_{1(нм)}}{2}\right)^2 - (P_{2(нм)} R + Q_{2(нм)} X)} = \\ &= \frac{108,3}{2} + \sqrt{\left(\frac{108,3}{2}\right)^2 - (3,14 \cdot 7,35 + 1,22 \cdot 110,2)} = 106,8 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

3) Желаемые величины напряжений на шинах 6 кВ подстанции, исходя из принципа встречного регулирования напряжения, составляют:

$$U_{2ж(нб)} = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 6 = 6,3 \text{ кВ}; \quad U_{2ж(нм)} = U_{ном} = 6 \text{ кВ}.$$

4) Определяем расчётные значения напряжений регулировочных ответвлений.

$$U_{отв.расч.(нб)} = U_{2(нб)} \cdot \frac{U_{нном}}{U_{2ж(нб)}} = 96,6 \cdot \frac{6,6}{6,3} = 101,2 \text{ кВ};$$

$$U_{отв.расч.(нм)} = U_{2(нм)} \cdot \frac{U_{нном}}{U_{2ж(нм)}} = 106,8 \cdot \frac{6,6}{6} = 117,5 \text{ кВ},$$

здесь $U_{нном} = 6,6 \text{ кВ}$ - низшее номинальное напряжение трансформаторов.

5) Определяем номера регулировочных ответвлений (отпаек):

$$n_{отв.(нб)} = \frac{\left(\frac{U_{отв.расч.(нб)}}{U_{вном}} - 1\right)}{\Delta U_*} = \frac{\left(\frac{101,2}{115} - 1\right)}{0,0178} = -6,74;$$

$$n_{отв.(нм)} = \frac{\left(\frac{U_{отв.расч.(нм)}}{U_{вном}} - 1 \right)}{\Delta U_*} = \frac{\left(\frac{117,5}{115} - 1 \right)}{0,0178} = 1,22.$$

Здесь $U_{вном}$ - высшее номинальное напряжение трансформаторов;

$\Delta U_* = \frac{\Delta U}{100} = \frac{1,78}{100} = 0,0178$ о.е. - относительная величина ступени регулирования напряжения.

Полученные значения $n_{отв}$ не выходят за пределы имеющихся ± 9 ступеней, следовательно, диапазон регулирования напряжения в данных условиях достаточен. Так как номер ответвления может быть только целым числом, полученные значения округляем до ближайших целых чисел в сторону уменьшения:

$$n_{отв.(нб)} = -7; \quad n_{отв.(нм)} = 1.$$

6) Делаем проверку. Определяем для этих ответвлений коэффициенты трансформации:

$$k_{т(нб)} = \frac{U_{вном} \cdot (1 + n_{отв(нб)} \cdot \Delta U_*)}{U_{нном}} = \frac{115 \cdot (1 - 7 \cdot 0,0178)}{6,6} = 15,25;$$

$$k_{т(нм)} = \frac{U_{вном} \cdot (1 + n_{отв(нм)} \cdot \Delta U_*)}{U_{нном}} = \frac{115 \cdot (1 + 1 \cdot 0,0178)}{6,6} = 17,73.$$

7) Находим действительные напряжения, которые будут на стороне низшего напряжения подстанции при работе трансформаторов на этих ответвлениях:

$$U_{2(нб)} = \frac{U'_{2(нб)}}{k_{т(нб)}} = \frac{96,6}{15,25} = 6,33 \text{ кВ}; \quad (U_{жс} = 6,3 \text{ кВ});$$

$$U_{2(нм)} = \frac{U'_{2(нм)}}{k_{т(нм)}} = \frac{106,8}{17,74} = 6,02 \text{ кВ}; \quad (U_{жс} = 6,0 \text{ кВ}).$$

Полученный результат показывает, что отпайки силовых трансформаторов выбраны правильно.

Задача 2 посвящена выбору сечений проводов по экономической целесообразности и расчету режима работы электрической сети, она иллюстрируется примерами 3 и 4.

При выборе сечений проводников следует четко различать экономическую целесообразность выбираемого сечения и его техническую приемлемость (то есть проводник выбранного сечения не должен перегреваться, обладать достаточной механической прочностью и т.д.). Здесь технические ограничения не рассматриваются. Экономическая целесообразность предполагает выбор такого сечения, при котором сумма затрат на строительство линии и на оплату потерь энергии в ней минимальна.

Существует два общепризнанных метода выбора экономически целесообразного сечения - **метод экономической плотности тока** и **метод экономических интервалов**.

Метод экономической плотности тока основан на допущении, что капиталовложения в строительство линий прямо пропорциональны сечению используемых проводников. Теоретические основы метода и правила расчета изложены, например, в [1, с.263...268]. Несомненным достоинством этого метода является его крайняя простота. Однако необходимо также иметь в виду, что при современных методах строительства линий электропередачи для целого ряда сечений используются одни и те же унифицированные опоры, поэтому пропорциональность стоимости линии сечению проводников, являющаяся основой метода, существенно нарушается. Кроме того, таблицы экономических плотностей тока составлены исходя из старых цен и к настоящему времени сильно устарели. Поэтому сечение, выбранное по экономической плотности тока, может оказаться не самым экономичным.

Метод экономических интервалов является более современным, позволяет точнее учесть многие экономические и технические факторы и поэтому дает более надежный результат. Основы и описание метода см., например [1, с.268...274]. Здесь только необходимо отметить, что достоинства метода в полной мере проявляются лишь в том случае, если номограммы экономических интервалов построены исходя из конкретных экономических условий, в которых предполагается строительство. Если же пользоваться номограммами, приведенными в литературе (например, [2, рис.7.2...7.25]), то результат может оказаться не только неточным, но даже ошибочным, поскольку со времени создания номограмм экономическая ситуация коренным образом изменилась. Поэтому представляется целесообразным уметь находить границы экономических интервалов, исходя из конкретных экономических условий и самостоятельно строить номограммы.

ПРИМЕР 3. Для электроснабжения двух промышленных предприятий, расположенных в одном направлении от подстанции энергосистемы на расстоянии 16 и 26 км, проектируется магистральная **двухцепная** ВЛ напряжением 35 кВ со сталеалюминиевыми проводами. Расчётные мощности предприятий в режиме наибольших нагрузок составляют $\tilde{S}_1 = 13 + j8 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и $\tilde{S}_2 = 6 + j4 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Определить экономически целесообразное сечение проводов ВЛ методом экономической плотности тока. Число часов использования максимума нагрузок предприятий составляет соответственно $T_{\text{м1}} = 6000 \text{ ч/год}$; $T_{\text{м2}} = 4500 \text{ ч/год}$.

Район строительства - Урал.

РЕШЕНИЕ

1) Составляем расчётную схему и указываем на ней нагрузки и потоки мощности по участкам без учёта потерь (рис. 4)

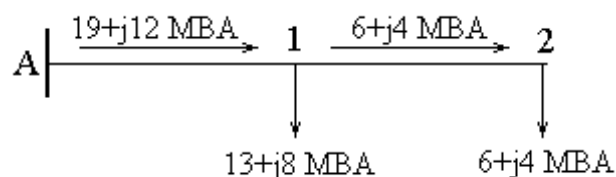


Рис. 4.

2) Поток мощности на дальнем участке 1-2 принимаем равным нагрузке в точке 2, а поток мощности на головном участке А-1 определяем по первому закону Кирхгофа:

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_1 = 6 + j4 + 13 + j8 = 19 + j12 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

3) По найденным потокам мощности определяем наибольшие токи участков (для каждой цепи) и число часов использования максимума нагрузок как средневзвешенное значение из T_{M1} и T_{M2} :

$$I_{A1} = \frac{\sqrt{(P_{A1})^2 + (Q_{A1})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{\text{ц}}} = \frac{\sqrt{19000^2 + 12000^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 185,3 \text{ А};$$

$$I_{12} = \frac{\sqrt{(P_{12})^2 + (Q_{12})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{\text{ц}}} = \frac{\sqrt{6000^2 + 4000^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 59,5 \text{ А};$$

$$T_{M(A1)} = \frac{P_1 T_{M1} + P_2 T_{M2}}{P_1 + P_2} = \frac{13 \cdot 6000 + 6 \cdot 4500}{13 + 6} = 5526 \text{ ч/год};$$

$$T_{M(12)} = T_{M2} = 4500 \text{ ч/год}.$$

Здесь $n_{\text{ц}} = 2$ - число цепей ВЛ.

По таблице П6 из МУ или [3] определяем экономическую плотность тока. Для неизолированных алюминиевых проводов участка 1-2 при $T_{\text{м}} = 4500 \text{ ч/год}$ экономическая плотность тока будет $j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$, а при $T_{\text{м}} = 5526 \text{ ч/год}$ – $j_{\text{эк}} = 1,0 \text{ А/мм}^2$.

Зная известные токи линий, определяем экономическое сечение проводов:

$$F_{\text{эк}(A1)} = \frac{I_{A1}}{j_{\text{эк}}} = \frac{185,3}{1,0} = 185,3 \text{ мм}^2. \quad F_{\text{эк}(12)} = \frac{I_{12}}{j_{\text{эк}}} = \frac{59,5}{1,1} = 54 \text{ мм}^2.$$

По полученным экономическим сечениям выбираем ближайшие стандартные сечения:

$$F_{A1} = 185 \text{ мм}^2; \quad F_{12} = 50 \text{ мм}^2,$$

а по ним выбираем марку проводов: АС 185 и АС 50. Из [3] находим погонные активное R_0 и индуктивное X_0 сопротивления, а по ним – сопротивления участков, учитывая, что линия двухцепная: $R=R_0/2$, $X=X_0/2$. После чего приступим к расчёту режима сети.

При расчете режима сети удобно предварительно определить расчетные нагрузки подстанций, представляющие собой собственно нагрузки потребителей с учетом потерь мощности в трансформаторах подстанций потребителей и зарядной мощности линий, прилегающих к подстанциям.[1, с.116...120].

Порядок дальнейшего расчета зависит от конфигурации сети. Режим радиально-магистральной сети рассчитывают в два этапа. На первом этапе, двигаясь от концов магистралей к их началам, последовательно определяют поток мощности

в конце каждой линии, затем потери мощности в ней и наконец –поток мощности в начале. При этом напряжения всех участков принимаются равными номинальному значению. На втором этапе, двигаясь уже от начал магистралей к их концам, определяют потери напряжения на этих участках и действительные напряжения на каждой подстанции [1,с.110...116]. Расчет режима магистральной линии с двухсторонним питанием начинают с определения потоков мощности на головных участках, а затем, в соответствии с первым законом Кирхгофа определяют потоки всех остальных участков (без учета потерь) с тем, чтобы найти точки потокораздела. Далее, разбив магистраль на две части по точке потокораздела, уточняют потоки с учетом потерь и определяют напряжения, как для разомкнутой сети [1,с.137...152]. Если рассчитывается режим кольцевой сети, то она условным разрезанием по источнику питания вначале превращается в линию с двухсторонним питанием. Если сеть сложнозамкнутая, то специальным преобразованием [1,с.454...466] ее предварительно приводят к кольцевой сети и находят приближенное (без учета потерь) потокораспределение. Затем обратным преобразованием находят потоки мощности на всех участках исходной сети. После этого определяют точки потокораздела, делят по ним сеть на радиально-магистральные линии и уточняют режим, как указано выше.

При расчете режимов сетей большой сложности используют методы, основанные на составлении и решении систем уравнений узловых напряжений. Эти методы предполагают использования ПК и специального программного обеспечения и здесь не рассматриваются.

ПРИМЕР 4 Выполнить расчет режима электрической сети, показанной на рисунке 5. Сопротивления линий сети рассчитаны ранее и представлены в таблице. Расчетная нагрузка подстанций:

$$\tilde{S}_1 = 25 + j15 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad \tilde{S}_2 = 11 + j8 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad \tilde{S}_3 = 18 + j6 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

На шинах РПП поддерживается напряжение 110 кВ.

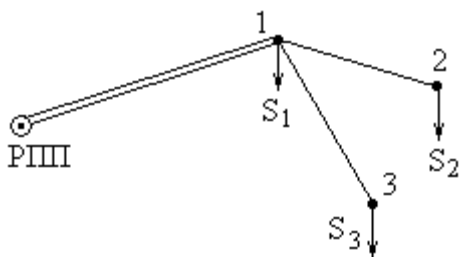


Рис. 5

Линия	R, Ом	X, Ом
РПП-1	7,97	12,16
1-2	9,42	12,87
1-3	11,3	15,44

РЕШЕНИЕ

- 1) Составляем схему замещения сети с указанием нагрузок $S_1 \dots S_3$ (рис. 6).

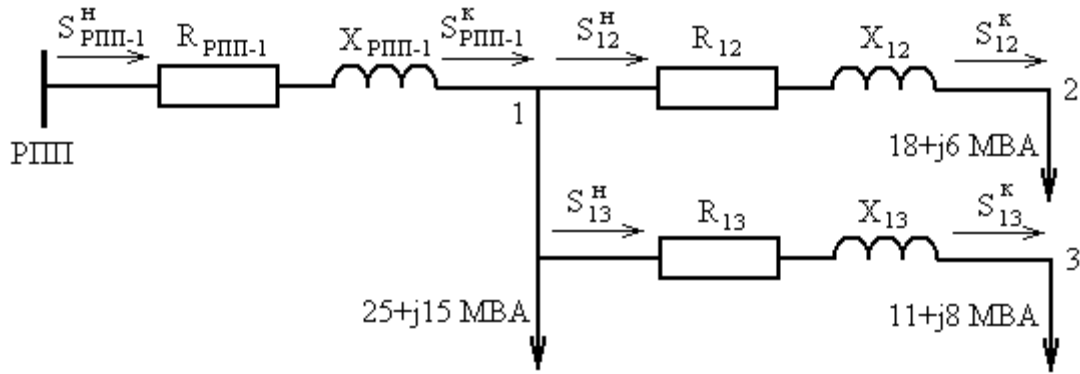


Рис. 6

2) Выполняем **первый этап расчета режима** – определяем потокораспределение с учетом потерь в линиях 1-2, 1-3, РПП-1. На этом этапе расчёт выполняем по параметрам конца, то есть движемся при расчёте от конца к началу участка. Начинаем расчёт с самого дальнего участка сети. Им будет участок 1-3.

Мощности в конце и в начале участка 1–3:

сначала находим мощности в конце этого участка $\underline{S}_{13}^K = \underline{S}_3 = 18 + j6 \text{ МВ} \cdot \text{А}$;
затем на этом участке находим мощности потерь ΔP_{13} и ΔQ_{13} :

$$\Delta P_{13} = \frac{(P_{13}^K)^2 + (Q_{13}^K)^2}{U_{ном}^2} R_{13} = \frac{18^2 + 6^2}{110^2} \cdot 11,3 = 0,336 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{13} = \frac{(P_{13}^K)^2 + (Q_{13}^K)^2}{U_{ном}^2} X_{13} = \frac{18^2 + 6^2}{110^2} \cdot 15,44 = 0,459 \text{ Мвар}.$$

Тогда поток мощности в начале участка 1-3:

$$\underline{S}_{13}^H = \underline{S}_{13}^K + (\Delta P_{13} + j\Delta Q_{13}) = 18 + j6 + 0,336 + j0,459 = 18,336 + j6,459 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Аналогично мощности в конце и в начале **участка 1–2:**

В конце этого участка $\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_2 = 11 + j8 \text{ МВ} \cdot \text{А}$;

$$\Delta P_{12} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_{ном}^2} R_{12} = \frac{11^2 + 8^2}{110^2} \cdot 9,42 = 0,144 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_{ном}^2} X_{12} = \frac{11^2 + 8^2}{110^2} \cdot 12,87 = 0,197 \text{ Мвар};$$

тогда $\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \Delta P_{12} + j\Delta Q_{12} = 11 + j8 + 0,144 + j0,197 = 11,144 + j8,197 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$

Мощность в конце и в начале участка РПП–1:

В конце участка:

$$\underline{S}_{РПП-1}^K = \underline{S}_1 + \underline{S}_{12}^H + \underline{S}_{13}^H = 25 + j15 + 11,144 + j8,197 + 18,336 + j6,459 =$$

$$= 54,48 + j29,656 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta P_{РПП-1} = \frac{(P_{РПП-1}^k)^2 + (Q_{РПП-1}^k)^2}{U_{ном}^2} R_{РПП-1} = \frac{54,48^2 + 29,656^2}{110^2} \cdot 7,97 = 2,534 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{РПП-1} = \frac{(P_{РПП-1}^k)^2 + (Q_{РПП-1}^k)^2}{U_{ном}^2} X_{РПП-1} = \frac{54,48^2 + 29,656^2}{110^2} \cdot 12,16 = 3,867 \text{ Мвар};$$

тогда $\underline{S}_{РПП-1}^h = \underline{S}_{РПП-1}^k + \Delta P_{РПП-1} + j \Delta Q_{РПП-1} =$

$$= 54,48 + j29,66 + 2,53 + j3,87 = 57,01 + j33,53 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

3) Выполняем **второй этап** расчета режима - определяем напряжения на шинах высшего напряжения подстанций 1, 2 и 3. На этом этапе расчёт выполняем по параметрам начала, то есть движемся при расчёте от начала к концу участка. Начинаем расчёт с самого ближнего участка сети. Им будет участок РПП-1.

Сначала находим потерю напряжения на участке **РПП-1**:

$$\Delta U_{РПП-1} = \frac{P_{РПП-1}^h R_{РПП-1} + Q_{РПП-1}^h X_{РПП-1}}{U_{РПП}} = \frac{57,01 \cdot 7,97 + 33,53 \cdot 12,16}{116} = 7,43 \text{ кВ};$$

Тогда напряжение на шинах **подстанции 1**:

$$U_1 = U_{РПП} - \Delta U_{РПП-1} = 116 - 7,43 = 108,57 \text{ кВ}.$$

Затем определяем напряжение на шинах **подстанции 2**.

Сначала находим потерю напряжения на участке 1-2:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^h R_{12} + Q_{12}^h X_{12}}{U_1} = \frac{11,144 \cdot 9,42 + 8,197 \cdot 12,87}{108,57} = 1,94 \text{ кВ};$$

Тогда $U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 108,57 - 1,94 = 106,63 \text{ кВ}.$

Наконец определяем напряжение на шинах **подстанции 3**.

Сначала находим потерю напряжения на участке 1-3:

$$\Delta U_{13} = \frac{P_{13}^h R_{13} + Q_{13}^h X_{13}}{U_1} = \frac{18,34 \cdot 11,3 + 6,46 \cdot 15,44}{108,57} = 2,83 \text{ кВ};$$

Тогда $U_2 = U_1 - \Delta U_{13} = 108,57 - 2,83 = 105,74 \text{ кВ}.$

4) Определяем наибольшую потерю напряжения в этой сети:

$$\Delta U_{н\delta\%} = \frac{U_{РПП} - U_{нм}}{U_{РПП}} \cdot 100\% = \frac{116 - 105,74}{116} \cdot 100\% = 8,84\%.$$

Видим, что эту потерю напряжения возможно компенсировать.

Список использованных источников

1. Идельчик В.И. Электрические сети и системы. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 351 с.
2. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие/ А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.
3. Ананичева С.С., Мызин А.Л., Шелюг С.Н. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Часть I. Электроэнергетические системы и сети. – Екатеринбург: Изд-во УГТУ –УПИ, 2005. – 52 с.
4. Лыкин А.В. Электрические системы и сети. – М.: Логос, 2006. – 254 с.
5. Хусаинов И.М. Решения типовых задач по электрическим сетям: учебн. пособие. – Саратов: Изд-во СГТУ, 2005 г. – 90 с.

Таблица П1 – Расчётные данные сталеалюминевых проводов марок АС, АСКО, АСКП** и АСК** по ГОСТ 839-80

Номинальные сечения, мм ² (алюминий/сталь)	Сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/км не более	Сечение проводов, мм ²			Диаметр провода, мм	Номинальные сечения, мм ² (алюминий/сталь)	Сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/км не более	Сечение проводов, мм ²			Диаметр провода, мм
		алюминиевых	стальных					алюминиевых	стальных		
35/6,2	0,773	36,9	6,15	8,4	300/39	0,096	301	38,6	24,0		
50/8	0,592	48,2	8,04	9,6	300/48	0,098	295	47,8	24,1		
70/11	0,420	68,0	11,30	14	300/66	0,100	288	65,8	24,5		
95/16	0,299	95,4	15,90	3,5	300/27	0,089	325	26,6	24,4		
96/15	0,314	91,7	15,00	3,5	330/43	0,087	332	43,1	25,2		
95/141	0,316	91,2	141,0	9,8	400/22	0,073	394	22,0	26,6		
120/19	0,245	118	18,8	5,2	400/51	0,073	394	51,1	27,5		
150/19	0,195	148	18,3	6,8	400/93	0,071	406	93,2	29,1		
150/24	0,194	149	24,2	7,1	450/50	0,067	434	56,3	28,8		
150/34	0,196	147	34,3	7,5	500/27	0,060	481	26,6	29,4		
185/24	0,154	187	24,2	8,9	500/64	0,059	490	63,5	30,6		
186/29	0,159	181	29,0	8,8	600/336	0,059	490	336,0	30,5		
185/43	0,156	185	43,1	9,6	550/71	0,053	549	71,2	32,4		
185/128	0,156	187	128,0	23,1	600/72	0,050	580	72,2	33,2		
206/27	0,140	205	26,6	19,8	650/79	0,046	634	78,9	34,7		
240/32	0,118	244	31,7	21,6	700/86	0,042	687	85,9	36,2		
240/39	0,122	236	38,6	21,6	750/93	0,039	748	93,2	37,7		
240/56	0,120	241	56,3	22,4	800/105	0,035	821	105,0	39,7		

Таблица П2 – Погонное индуктивное сопротивление проводов, Ом/км

Среднегеометрическое между проводами, м	Сечение проводов, мм ²									
	16	25	35	50	70	95	120	150	185	
0,4	0,333	0,319	0,308	0,297	0,283	0,274	—	—	—	—
0,6	0,358	0,345	0,336	0,325	0,309	0,300	0,292	0,287	0,280	—
0,8	0,377	0,363	0,352	0,341	0,327	0,318	0,310	0,305	0,298	—
1	0,391	0,377	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324	0,319	0,313	—
1,25	0,405	0,391	0,380	0,369	0,355	0,346	0,338	0,333	0,327	—
1,5	0,416	0,402	0,391	0,380	0,366	0,357	0,349	0,344	0,338	—
20	0,435	0,421	0,410	0,398	0,385	0,376	0,358	0,363	0,357	—
2,5	0,449	0,435	0,424	0,413	0,399	0,390	0,382	0,377	0,371	—
3,0	0,460	0,446	0,435	0,423	0,410	0,401	0,393	0,388	0,382	—
3,5	—	—	0,445	0,433	0,420	0,411	0,403	0,398	0,384	—
4,0	—	—	—	—	0,428	0,419	0,411	0,406	0,400	—
4,5	—	—	—	—	0,435	0,426	0,418	0,413	0,407	—
5,0	—	—	—	—	0,442	0,433	0,425	0,420	0,414	—
5,5	—	—	—	—	—	—	0,431	0,426	0,420	—

Таблица П3 – Расчётные данные на 100 км воздушных ЛЭП напряжением 35-150 кВ со сталеалюминевыми проводами

Сечение жилы, мм ²	Активное сопротивление R _{уд} (Ом) при +20 °С	Индуктивное сопротивление X _{уд} (Ом), проводимость B _{уд} (См · 10 ⁻⁴) и реактивная мощность Q _{уд} (Мвар) при напряжении, кВ								
		35			110			150		
		X _{уд}	B _{уд}	Q _{уд}	X _{уд}	B _{уд}	Q _{уд}	X _{уд}	B _{уд}	Q _{уд}
35	77,3	44,5	2,89	—	—	—	—	—	—	—
50	59,2	43,3	2,65	—	—	—	—	—	—	—
70	42,0	42,0	2,73	—	—	—	—	—	—	—
95	31,4	41,1	2,81	42,9	2,65	3,50	—	—	—	—
120	24,9	40,3	2,85	42,3	2,69	3,60	43,9	2,61	6,5	—
150	19,5	39,8	2,90	41,6	2,74	3,65	43,2	2,67	6,7	—
185	15,6	38,4	2,96	40,9	2,82	3,70	42,4	2,71	6,8	—
240	12,0	—	—	40,1	2,85	3,75	41,6	2,75	6,9	—

Таблица П4 – Расчётные данные на 100 км воздушных ЛЭП, напряжением 220-750 кВ со сталеалюминевыми проводами

Сечение жилы, мм ²	Число проводов в фазе	Активное сопротивление R _{уд} (Ом) при +20 °С	Индуктивные данные x _{уд} (Ом), проводимость B _{уд} (См · 10 ⁻⁴) и реактивная мощность Q _{уд} (Мвар) при напряжении, кВ											
			220			330			500			750		
			X _{уд}	B _{уд}	Q _{уд}	X _{уд}	B _{уд}	Q _{уд}	X _{уд}	B _{уд}	Q _{уд}	X _{уд}	B _{уд}	Q _{уд}
240	1	12	43	2,7	14,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	6	—	—	—	32,8	3,44	41,7	—	—	—	—	—	—
300	1	9,8	42,2	2,71	14,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	4,9	—	—	—	32,5	3,47	42,0	—	—	—	—	—	—
330	3	2,9	—	—	—	—	—	—	29,9	3,74	93,5	—	—	—
400	1	7,3	41,4	2,73	14,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	3,7	—	—	—	32,1	3,52	42,7	—	—	—	—	—	—
	3	2,4	—	—	—	—	—	—	29,8	3,76	94,0	—	—	—

Таблица П5**Допустимые длительные токовые нагрузки на голые сталеалюминевые провода вне помещений при температуре +20 С**

Сечение, мм ²	35	50	70	95	120	150	185	240	300	330	400	500	600
Ток, А	175	210	265	350	380	445	510	610	690	730	835	945	1050

Таблица П6 – Экономическая плотность тока, А/мм²

Длительность использования максимальной нагрузки T _м , ч	Голые провода и шины		Кабели с бумажной изоляцией и провода с резиновой изоляцией		Кабели с резиновой изоляцией и медными жилами
	Медные	Алюминиевые	Медные	Алюминиевые	
1000-3000	2,5	1,3	3,0	1,6	3,5
3000-5000	2,1	1,1	2,5	1,4	3,1
5000-8700	1,8	1,0	2,0	1,2	2,7

Лист задания (образец)

Курганский государственный университет
Кафедра «Энергетика и технология металлов»

Задание на контрольную работу по дисциплине:

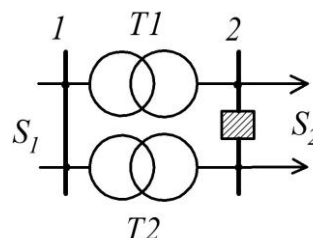
«Электроэнергетические системы и электрические сети»

студенту Иванову И.И. группы ТСз -30616сд

Направление: 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Тема работы: «Расчёт электрических сетей»

1. На понизительной подстанции 110/6 кВ установлены 2 трансформатора ТМН-6300/110 с пределами регулирования напряжения $115+9 \times 1,78\%/6,6$ кВ. Нагрузка подстанции в режимах наибольших и наименьших нагрузок составляет $S_{2нб} = 5 + j3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и $S_{2нм} = 2 + j1 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Напряжения на шинах ВН подстанции в этих режимах равны $U_{1(нб)} = 102 \text{ кВ}$ и $U_{1(нм)} = 109 \text{ кВ}$. Определить, можно ли на данной подстанции осуществить принцип встречного регулирования напряжения и на каких регулировочных ответвлениях при этом должны работать трансформаторы.

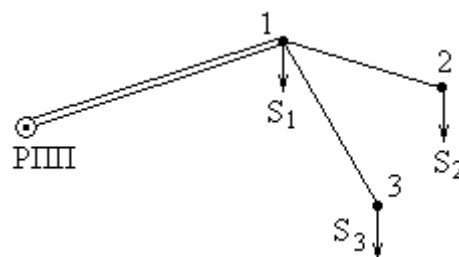


2. Выполнить расчет режима электрической сети, показанной на рисунке. Параметры линий сети представлены в таблице. Расчетная нагрузка подстанций:

$$\tilde{S}_1 = 25 + j15 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad \tilde{S}_2 = 11 + j8 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\tilde{S}_3 = 18 + j6 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

На шинах РПП поддерживается напряжение 110 кВ.



T_M , ч/год	$l_{\text{РПП-1}}$, км	l_{12} , км	l_{13} , км
4000	50	20	30

Задание выдал _____ / _____ /

Владимир Иванович Мошкин
Даниил Владимирович Семакин

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Методические указания и задания к контрольной работе по дисциплине
«Электроэнергетические системы и сети»
для студентов заочного обучения направления 13.03.02
«Электроэнергетика и электротехника» (профиль «Электроснабжение»)

Авторская редакция

Подписано в печать	Формат 60x84 1/16	Бумага 65 г/м ²
Печать цифровая	Усл. печ. л. 1,25	Уч.-изд. л. 1,25
Заказ	Э/в	

Библиотечно-издательский центр КГУ
640020, г. Курган, ул. Советская, 63/4
Курганский государственный университет