

Министерство образования Республики Беларусь  
БЕЛОРУССКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ ПОЛИТЕХНИЧЕСКАЯ АКАДЕМИЯ

---

Кафедра «Электрические системы»

## ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Методическое пособие к курсовому проекту  
для студентов специальности 10.02 –  
«Электроэнергетические системы и сети»

Минск 1994

УДК 621.311

Поспелов Г.Е. и др. Электропередачи: Метод. пособие к курсовому проекту для студ. спец. 10.02 – «Электроэнергетические системы и сети»/ Г.Е. Поспелов, М.А. Короткевич, В.Т.Федин, Л.Л. Червинский. – Мн.: БГПА, 1994. – 47 с.

Г.Е. Поспелов, М.А. Короткевич, В.Т. Федин. Л.Л. Червинский

В пособии содержатся задания и методические указания для выполнения курсового проекта по дисциплине «Электропередачи». Данное пособие составлено на основе изданных в 1980 г. ротاپринтом БПИ методических указаний по курсу «Дальние электропередачи», подготовленных сотрудниками кафедры «Электрические системы» Г.Е. Поспеловым и М.А. Короткевичем. Настоящая работа дополнена материалами, позволяющими проводить необходимые расчеты на ПЭВМ по имеющимся на кафедре «Электрические системы» программам ELECTRO, DIS I, MUSTANG, RASTR и др.

В работе даны рекомендации по выбору схем и основных параметров электропередачи, проведению расчетов установившихся режимов, статической устойчивости. Излагаются основные принципы определения технико-экономических показателей электропередачи.

Рецензент И.М. Сыч

© Поспелов Г.Е., Короткевич М.А.  
и др., 1994

## КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАДАНИЯ

Курсовое проектирование по курсу «Электропередачи» выполняется студентами специальности: «Электроэнергетические системы и сети» после изучения курса «Электрические системы и сети» и выполнения курсового проекта по этой дисциплине.

Данное методическое пособие рекомендуется также в помощь студентам-дипломникам при исследовании режимов работы электропередач переменного тока напряжением 330-1150 кВ.

В задании на курсовой проект указываются:

принципиальная схема системы передачи;

число и номинальные мощности генераторов электростанции;

значения наибольшей и наименьшей мощности, которую может потребить

промежуточная подстанция;

протяженность электропередачи;

место расположения промежуточной подстанции.

На промежуточной подстанции должно быть указано:

распределение мощностей между сторонами среднего и низшего напряжений;

коэффициент мощности потребителей;

число часов использования максимальной мощности.

Проектирование выполняется в следующей последовательности:

1. Определяется число цепей на участках линии и экономически целесообразные сечения.

2. Определяется необходимое число и установленная мощность трансформаторов (автотрансформаторов) на передающей, промежуточной и приемной подстанциях.

3. Определяется необходимое число переключательных пунктов (участков) вдоль линии, число и мощность шунтирующих реакторов, необходимая мощность устройств продольной или поперечной регулируемой компенсации.

4. Исследуются установившиеся режимы работы электропередачи в нормальных и послеаварийных режимах и режимах холостого хода.

5. Проверяется статическая устойчивость генераторов электростанции.

6. Определяются технико-экономические показатели.

Курсовой проект представляется в виде пояснительной записки объемом 25-30 страниц и 3-х листов графического материала (размер 814x576 см). Указанный объем чертежей можно выполнить и на миллиметровой бумаге и вложить в пояснительную записку.

Пояснительная записка должна содержать:

1) задание с исходными данными;

2) оглавление;

3) необходимые расчеты с кратким описанием их методов;

4) таблицы, рисунки;

5) список использованных источников.

В графической части показываются;

1) полные принципиальные схемы рассматриваемых вариантов электропередачи, включая генераторы электростанции, шины среднего и низшего напряжений промежуточной подстанции, шины вторичного напряжения приемной системы;

2) результаты расчета установившихся и особых режимов электропередачи (холостой ход, самовозбуждение, самораскачивание);

3) технико-экономические показатели.

### 1. ВЫБОР СХЕМЫ И ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

При выборе схемы электропередачи рассматриваются следующие вопросы:

1. Определение числа цепей электропередачи на отдельных участках.
2. Выбор номинальных напряжений электропередачи, сечений проводов.
3. Определение параметров линии электропередачи.

Определение числа цепей, связывающих промежуточную подстанцию с удаленной электростанцией и с приемной системой, и выбор номинального напряжения электропередачи – задачи взаимосвязанные. Минимальное число цепей электропередачи – одна.

Если нагрузка промежуточной подстанции меньше или равна мощности, передаваемой от электростанции, то эту подстанцию можно связать с удаленной электростанцией двухцепной линией, так как при одноцепной линии в случае ее отклонения электростанция не может выдать свою мощность в приемную систему.

Если нагрузка промежуточной подстанции значительно больше, чем мощность, передаваемая от электростанции, эту подстанцию необходимо связать с приемной системой двухцепной линией, т.к. в случае ее отключения электростанция не в состоянии полностью обеспечить питание потребителей, подключенных к промежуточной подстанции, и часть потребителей придется отключить.

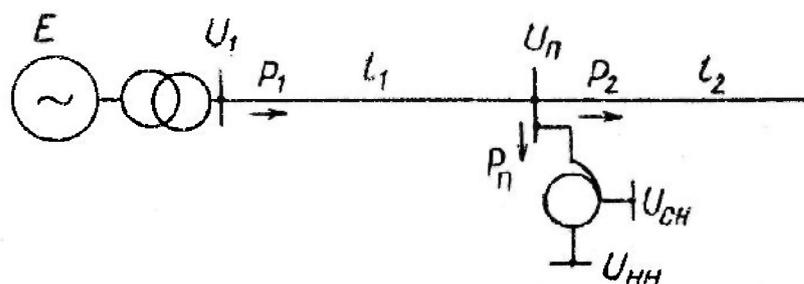


Рис. 1.1. Схема электропередачи

С помощью характеристик экономических областей наиболее выгодных напряжений электропередач выбирается номинальное напряжение участков электропередачи

$$U = f(P, l),$$

где  $P$  – передаваемая активная мощность по участку линии длиной  $l$  (2/, с. 45).

При этом мощность, протекающая по первому и второму участкам электропередачи, будет равна

$$\begin{aligned} P_2 &= P - P_{\text{п}} \approx 0,93 P ; \\ P_1 &= P_2 + P_{\text{п}} \end{aligned} \quad (1.1); (1.2)$$

где  $P_1, P_2$  – максимальная нагрузка электропередачи и промежуточной подстанции;

$P_{\text{п}}$  – мощность собственных нужд электростанции, равная примерно  $0,07 P$ .

Выбранное номинальное напряжение для участков электропередачи может оказаться различным. В этом случае следует руководствоваться применяемыми в большинстве объединенных энергосистем СНГ системами номинальных напряжений, т.е. 110-220-500-1150 кВ и 110-330-750 кВ.

Экономически целесообразное сечение выбирается по необходимой передаваемой мощности ( $P$ ) на одну цепь. В качестве исходного сечения необходимо принимать минимальное сечение ВЛ по условиям потерь мощности на корону и допустимому уровню радиопомех.

Сечение проводов для участков линий электропередачи напряжением до 220 кВ включительно определится по формуле:

на 1-ом участке

$$S_1 = \frac{I_1}{j} = \frac{P_1}{\sqrt{3}U_1 j \cos \varphi}; \quad (1.3)$$

на 2-ом участке

$$S_2 = \frac{I_2}{j} = \frac{P_2}{\sqrt{3}U_2 j \cos \varphi}, \quad (1.4)$$

где  $S_1$  и  $S_2$  - сечения проводов первого и второго участков;

$U_1$  и  $U_2$  - номинальные напряжения первого и второго участков;

$\cos \varphi$  - коэффициент мощности электропередачи, ориентировочно можно принять 0,95...0,97;

$j$  - экономическая плотность тока, для алюминиевых проводов  $j = (1...1,3)$  А/мм<sup>2</sup>.

Для нахождения сечений проводов участков линии электропередачи напряжением 330 кВ и более целесообразно пользоваться методом экономических интервалов мощностей. При этом для каждого стандартного сечения 1 км рассматриваемого участка линии строится функция приведенных затрат от величины передаваемой мощности  $P$ .

$$= (E + P + P)K_0 + \frac{P^2 r_0}{U^2 \cos^2 \varphi} \tau \beta_1 + \Delta P 8760 \beta_2, \quad (1.5)$$

где  $E = 0,12$  - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;

$P, P$  - доли отчислений на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание от стоимости одного километра линии  $K_0$ ;

$U$  - номинальное напряжение линии;

$r_0$  - активное сопротивление 1 км линии;

$\tau$  - время максимальных потерь,  $\tau = f(T)$ ;

$\frac{P^2 r_0}{U^2 \cos^2 \varphi}$  - потери активной мощности, обусловленные нагрузкой;

$\Delta P_K$  - удельные потери мощности на корону;

$\beta_1$  и  $\beta_2$  - стоимости 1 кВт\*ч потерянной энергии соответственно для нагрузочных потерь и потерь на корону ( $\beta_1 > \beta_2$ ).

Далее по выражению (1.5) для каждого из стандартных сечений проводов при принятом напряжении линии строим зависимости  $E = f(P)$ . Точки пересечения кривых  $E = f(P)$  определяют границы и интервалы мощности, в которых применение стандартных сечений экономично.

Для линий 330 кВ рекомендуется расщепление провода в фазе на два; для линии 500 кВ - на три; 750 кВ - на четыре или пять; для ЛЭП 1150 кВ - на 8...11 проводов в зависимости от передаваемой мощности. Рекомендуется использование в проекте сталеалюминевых проводов. Выбранные по экономическим соображениям сечения проводов проверяются по условиям короны и нагрева в послеаварийных режимах.

Для проводов выбранных конструкций определяются удельные параметры линии  $r_0$ ;  $x_0$ ;  $g_0$ . При длине линии свыше 300 км ее параметры будут равны

$$r = r_0 k_r; \quad x = x_0 k_x; \quad g = g_0 k_g, \quad (1.6)$$

где  $k_r; k_x; k_g$  - поправочные коэффициенты, зависящие от удельных параметров линии и ее длины.

Параметр  $g_0$  определяется по формуле

$$g_0 = \frac{\Delta P_k}{U^2}, \quad (1.7)$$

где  $\Delta P_k$  - удельные потери мощности на корону.

Поправочные коэффициенты определяются

$$k_r = k_x = \frac{\text{sh} \gamma l}{\gamma l};$$

$$k_g = k_g = \frac{2 \text{th} \frac{\gamma l}{2}}{\gamma l}. \quad (1.8)$$

где  $\gamma = \sqrt{(r_0 + jx_0)(g_0 + jb_0)}$  - коэффициент распространения электромагнитной волны на единицу длины.

При  $g_0 = 0$  поправочные коэффициенты определяются

$$k_r = 1 - \frac{l^2 x_0^2}{3};$$

$$k_x = 1 - \frac{l^2}{6} \left( x_0^2 - r_0^2 \frac{1}{x_0} \right);$$

$$k_g = 0,5 \frac{3 + k_r}{1 + k_r} \quad (1.9)$$

где  $l$  - длина линии.

## 2. ВЫБОР СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПЕРЕДАЮЩЕЙ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИЙ

### 2.1 Схема электрических соединений передающей станции

Схема зависит от числа и мощности генераторных цепей и генераторных цепей и отходящих линий электропередачи.

Мощность генераторных цепей (мощность передающей электростанции) определяется по выражению

$$P = n P_{\text{н}}, \quad (2.1)$$

где  $n$  - число генераторов на электростанции;

$P_{\text{н}}$  - номинальная мощность одного генератора.

Предполагается, что на электростанции установлены генераторы одинаковой мощности. На основании этого мощность, выдаваемая с шин электростанции, определится

$$P_1 = P - P, \quad (2.2)$$

где  $P$  - мощность собственных нужд электростанции,  $P \approx 0,07P$ .

Схема электрических соединений электрической станции должна обеспечить надежность выдачи электроэнергии, возможность проведения ремонтных работ на генераторах, трансформаторах и коммутационной аппаратуре. Отметим, что современные крупные электростанции сооружаются без распределительных устройств генераторного напряжения. Предполагаем, что электростанция выдает мощность на одном напряжении. Целесообразным здесь оказывается укрупнение блоков генератор-трансформатор, когда к одному трансформатору с расщепленной обмоткой присоединяется несколько генераторов.

Определив применительно к выбранной схеме соединений число трансформаторов  $n_T$ , можно определить номинальную мощность повышающего трансформатора по формуле

$$S_T = \frac{\sum P}{n_T \cos \varphi}, \quad (2.3)$$

где  $\cos \varphi$  - номинальный коэффициент мощности генератора.

## 2.2 Схемы электрических соединений подстанций

Схемы электрических соединений подстанций приводятся в нормах технологического проектирования понижающих подстанций. Для распределительных устройств высокого напряжения (330...1150 кВ) с большим количеством присоединений, для которых не могут применяться упрощенные схемы, рекомендуется обычно «полупорная схема». Эта схема обладает рядом существенных достоинств, таких как небольшое количество разъединителей и почти полное отсутствие оперативных переключений ими, возможность вывода в ремонт любого выключателя без перестройки схемы.

Полупорная схема характеризуется большой простотой поэтапного развития. В целях повышения надежности она выполняется с равномерным распределением по шинам присоединений автотрансформаторов, а также одноименных линий или пар линий, одновременная потеря которых недопустима. В распределительном устройстве 330 кВ, имеющем большое количество линейных присоединений, предусматривается возможность секционирования сборных шин выключателями для дополнительного повышения надежности и ограничения токов короткого замыкания. В зависимости от числа присоединений на первых этапах развития схемы электропередачи должны применяться схемы «треугольник» и «четыреугольник» с последующим переходом (при развитии) на полупорные схемы.

Компоновка открытого распределительного устройства (ОРУ) должна отвечать двум требованиям:

- 1) переход от простых схем к более сложным и к конечной полупорной схеме не должен требовать значительной реконструкции существующей части ОРУ;
- 2) на каждом промежуточном этапе должна быть обеспечена надежная релейная защита с использованием данных элементов схемы.

На промежуточной подстанции устанавливается два или более трансформатора (автотрансформатора) мощностью каждый

$$S_T = \frac{P}{n_T \cos \varphi}, \quad (2.4)$$

где  $\cos \varphi$  - коэффициент мощности потребителей подстанции.

Если нагрузка подстанции невелика и оба участка линии имеют одинаковое напряжение, схема подстанции может быть мостиковой или выполняться четырехугольником при  $U$  более 330 кВ. При  $U = 330$  кВ или 500 кВ может быть рекомендована полуторная схема, при  $U = 750$  кВ можно использовать схему трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя.

На стороне среднего напряжения промежуточной подстанции (110-220 кВ) рекомендуется выбирать секционированную систему шин с обходной системой шин.

Количество присоединений на стороне среднего или низшего напряжений промежуточной подстанции определится

$$n_c = \frac{\alpha_1 P}{P_c}, \quad (2.5)$$

$$n = \frac{\alpha_2 P}{P} \quad (2.6)$$

где  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  - доля нагрузки ( $P_{II}$ ), приходящая на сторону среднего и низшего напряжений;

$P_c, P$  - нагрузка на одну цепь сторон среднего и низшего напряжений.

Например, при номинальном напряжении шин 110 кВ  $P_c = 25 \dots 30$  МВт; 220 кВ  $P_c = 100 \dots 150$  МВт; 6...10 кВ  $P_c = 2 \dots 4$  МВт.

На подстанции приемной системы следует предусмотреть два трансформатора или автотрансформатора мощностью, соответствующей передаваемой по второму участку линии.

Если второй участок линии выполнен в двухцепном варианте, то схема распределительного устройства может быть принята в виде четырехугольника или с двумя выключателями на присоединение. Если второй участок - одноцепная линия, то схема распределительного устройства - треугольник (при  $U = 330$  кВ) или с двумя системами сборных шин.

### 3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ ВЫПОЛНЕНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ВЫБОР ЦЕЛЕСООБРАЗНОГО ВАРИАНТА

Выбор целесообразного варианта выполнения электропередачи производится по критерию минимума приведенных затрат на передачу электрической энергии

$$= (E + P + P_{To})K + \frac{P^2 r_0 l}{U^2 \cos^2 \varphi} \tau \beta_1 + \Delta_k \beta_2 + \dots, \quad (3.1)$$

где  $K$  - капитальные вложения на строительство электропередачи;

$u$  - вероятный ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям при аварийных и плановых ремонтах элементов электропередачи.

Остальные обозначения формулы (3.1) приведены выше.

Капитальные вложения на строительство электропередачи принимаются по укрупненным показателям стоимости, приведенным в справочниках (например, в [1]) с учетом инфляции денежных средств на момент строительства

$$K = K_C * K_{И} \quad (3.2)$$

где  $K_0$  - капитальные вложения, определенные по справочным данным;

$K_{И}$  - коэффициент инфляции.

Аналогичным образом подсчитывается стоимость 1 кВт\*ч потерь энергии

$$\beta = \beta \quad , \quad (3.3)$$

где  $\beta$  - показатель, принятый по справочным данным.

Значения  $P$ ,  $P_{TO}$  приведены в литературе [1,2].

Потери энергии в элементах электропередачи определяются

$$\Delta = \Delta + \Delta_1 + \Delta + \Delta_2 + \Delta \quad (3.4)$$

где  $\Delta$ ,  $\Delta$ ,  $\Delta$  - потери энергии в трансформаторах электростанции, промежуточной подстанции и приемной энергосистемы;

$\Delta_1$ ,  $\Delta_2$  - потери на первом и втором участках линии электропередачи.

Потери энергии в трансформаторах и линии передачи могут быть представлены в следующем виде:

$$\Delta = n \Delta P_x T + \frac{\Delta P_K}{n} \left( \frac{P_1}{S_T \cos \varphi} \right)^2 \tau, \quad (3.5)$$

$$\Delta = n \Delta P_x T + \left( \Delta P_{K1} \left( \frac{P}{S_{T1} \cos \varphi} \right)^2 + \Delta P_{K2} \left( \frac{\alpha_1 P}{S_{T2} \cos \varphi} \right)^2 + \Delta P_{K3} \left( \frac{\alpha_2 P}{S_{T3} \cos \varphi} \right)^2 \right) \frac{\tau}{n}, \quad (3.6)$$

$$\Delta = n \Delta P_x T + \left( \Delta P_{K1} \left( \frac{P_2}{S_{T1} \cos \varphi} \right)^2 + \Delta P_{K2} \left( \frac{\alpha_1 P_2}{S_{T2} \cos \varphi} \right)^2 + \Delta P_{K3} \left( \frac{\alpha_2 P_2}{S_{T3} \cos \varphi} \right)^2 \right) \frac{\tau}{n}, \quad (3.7)$$

$$\Delta_1 = \Delta_{K1} I + \frac{P_1^2 r_0 l_1}{U^2 \cos \varphi}, \quad \Delta_2 = \Delta_{K2} I + \frac{P_2^2 r_0 l_2}{U^2 \cos^2 \varphi} \tau, \quad (3.8)$$

где  $n$ ,  $n$ ,  $n$  - соответственно количество трансформаторов, установленных на передающей электростанции, промежуточной подстанции и приемной системе;

$S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$  - номинальные мощности соответственно обмоток высшего, среднего и низкого напряжений трансформаторов промежуточной подстанции;

$S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$ , - то же трансформаторов приемной системы;

$\alpha_1$ ,  $\alpha_2$  - доли нагрузки, приходящиеся на сторону среднего и низшего напряжений трансформаторов промежуточной подстанции и приемной системы;

$T$  - время работы трансформаторов в году ( $T = 8760$  ч);

$\Delta P_x$ ,  $\Delta P_K$  - потери мощности холостого хода и короткого замыкания трансформаторов в соответствии с их каталожными данными.

Индексы 1, 2 и 3 относятся соответственно к первичной обмотке, обмотке среднего и обмотке низшего напряжений. Остальные обозначения приведены выше.

Вероятный годовой ущерб от перерывов электроснабжения определится

$$= + , \quad (3.9)$$

где  $\varepsilon_i, \varepsilon_{ni}$  - вероятные ущербы от аварийных и плановых простоев.

Составляющие общего ущерба определяются по формулам

$$\left. \begin{aligned} &= \sum_{i=1}^n P_M \varepsilon_i K_i \beta, \\ &= \sum_{i=1}^n P_M \varepsilon_i K_i \beta. \end{aligned} \right\} \quad (3.10)$$

где  $P_M$  - максимальная нагрузка нормального режима;

$\varepsilon_i, \varepsilon_{ni}$  - коэффициенты ограничения потребителей при аварийных (вынужденных) и плановых простоях в  $i$ -м режиме;

$K_i, K_{ni}$  - коэффициенты вынужденного и планового простоя в  $i$ -м режиме;

$\alpha, \beta$  - удельные ущербы от аварийных и плановых ограничений, руб/кВт.год;

$n$  - число рассматриваемых аварийных (плановых) режимов.

Коэффициенты ограничения потребителей

$$\varepsilon_i = \frac{P_{\text{вын}}^i}{P_M}, \quad (3.11)$$

$$\varepsilon_{ni} = \frac{P_{\text{пл}}^i}{P_M},$$

где  $P_{\text{вын}}^i, P_{\text{пл}}^i$  - вынужденно отключаемая нагрузка в аварийных и плановых режимах.

Коэффициенты вынужденного и планового простоев

$$K_i = T_i \omega_i, \quad (3.12)$$

$$K_{ni} = T_{ni} \omega_{ni}, \quad (3.13)$$

где  $\omega_i$  - параметр потока отказов  $i$ -го элемента электропередачи (табл. 8.4 /1/);

$T_i$  - среднее время восстановления  $i$ -го элемента электропередачи (табл. 8.6 /1/);

$\omega_{ni}$  - средняя частота плановых простоев  $i$ -го элемента (табл. 8.4 /1/);

$T_{ni}$  - средняя продолжительность планового простоя  $i$ -го элемента (табл. 8.3 /1/).

Значения удельных ущербов зависят от состава потребителей. Их следует применять с учетом коэффициента инфляции, денежных средств

$$\alpha = \alpha_c K, \beta = \beta_c K, \quad (3.14)$$

где  $\alpha_c, \beta_c$  - данные, принимаемые из справочника /1/.

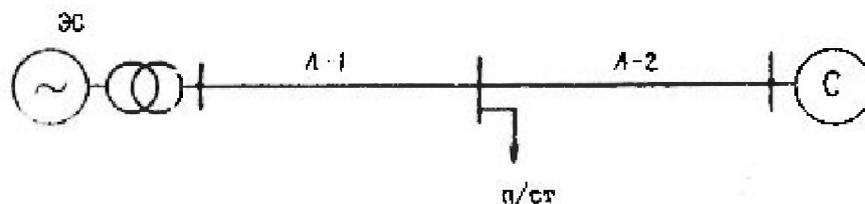


Рис. 3.1. Схема электропередачи с одной цепью на головном участке

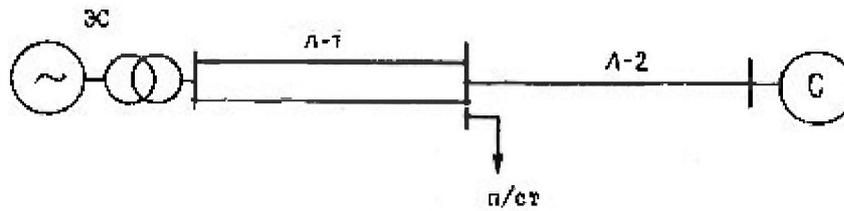


Рис. 3.2. Схема электропередачи с двумя цепями на головном участке

Учитывая малую вероятность одновременного отключения всех трансформаторов подстанции, в курсовом проекте можно ограничиться учетом только вероятностей отключения участков линии электропередачи.

Для вычисления ущербов необходимо рассмотреть все режимы, в которых возможны погашения (ограничения) потребителей.

Для схемы рис. 3.1 могут быть рассмотрены следующие варианты:

1. Отключение Л1. При этом подстанция питается от системы, но из-за простоя электрической станции в системе возникает дефицит мощности, зависящий от ее режима. В проекте можно принять, что дефицит мощности равен  $(0,4 \dots 0,6)P$

2. Отключение Л2. В данном случае часть мощности в систему не выдается. Можно принять, что дефицит составляет  $0,4 \dots 0,6$  от мощности, передаваемой по линии Л2 в максимальном режиме. При плановом отключении дефицит мощности можно принять равным  $P \cong 0,3P$ .

Для схемы рис. 3.2 могут быть следующие случаи:

1. Отключение одной цепи Л1. Здесь дефицит мощности будет связан с ограничениями в передаче мощности по другой параллельной цепи.

2. Отключение Л2. Здесь ограничения возникнут такого же порядка, как и для случая 1 рис. 1.1.

#### 4. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

В установившихся режимах (максимальном, минимальном и послеаварийном) определяются потоки мощности по участкам электропередачи в соответствии с заданными или требуемыми уровнями напряжения в интересующих точках системы передачи. Прежде чем приступить к расчету установившихся режимов системы передачи, необходимо составить схему замещения для каждого ее элемента.

В режиме передачи наибольшей мощности на шинах высшего напряжения подстанции передающей электростанции и шинах системы целесообразно иметь максимальное длительно допустимое напряжение в следующих пределах:

|     |           |                 |
|-----|-----------|-----------------|
| для | $U = 220$ | $U_g = 1,15U$ , |
| для | $U = 330$ | $U_g = 1,1U$ ,  |
| для | $U = 500$ | $U_g = 1,05U$   |

и более.

На шинах высшего напряжения промежуточной подстанции по условиям обеспечения устойчивости системы передачи и в целях уменьшения потерь мощности в линии тоже целесообразно было бы поддерживать такое же повышение напряжения, как и на подстанции передающей электростанции. При этом, однако, потребуются мощные источники реактивной мощности.

Если уровень напряжения в точке подключения промежуточной подстанции не задан, то оптимальное его значение может быть определено следующими соображениями. Чем более низким будет напряжение на шинах высшего напряжения промежуточной подстанции, тем больше к ней будет идти реактивной мощности по электропередаче и тем меньшая мощность потребуется от компенсирующих устройств, установленных на промежуточной подстанции. Но при этом возрастут потери мощности в линиях вследствие передачи по ним большей реактивной мощности.

Задаваясь разными напряжениями на шинах высшего напряжения промежуточной подстанции, необходимо определить: реактивную мощность, поступающую в линиях от электростанции и от системы; потери активной и реактивной мощности в линиях и трансформаторах промежуточной подстанции. Затем по балансу реактивных мощностей определяется необходимая мощность компенсирующих устройств.

Рассмотрим схему системы передачи рис 1.1. Схема замещения линии электропередачи и промежуточной подстанции дана на рис. 4.1.

Определим поток реактивной мощности в начале линии  $Q'_1$ , который обеспечивает при  $P'_1 \approx P_1$  напряжение в конце линии, равное выбранной величине  $U$  ( $U = U ; U = 0,95U ; U = 1,05U$ ). Для этого воспользуемся уравнением

$$U = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_1 r_1 + Q_1 x_1}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_1 x_1 + Q_1 r_1}{U_1}\right)^2} \quad (4.1)$$

После подстановки численных значений, входящих в уравнение (4.1), находим  $Q'_1$ . Здесь следует иметь в виду, что из двух полученных значений  $Q'_1$  при решении квадратного уравнения следует взять то, которое удовлетворяет физическому смыслу и условию задачи. Далее находим потоки мощности

$$\underline{S}'_1 = P'_1 - jQ'_1, \quad (4.2)$$

$$\underline{S}_1 = \underline{S}'_1 + \frac{\Delta P_K I_1}{2} + jU_1^2 \frac{0I_1}{2} = P'_1 + \frac{\Delta P_K I_1}{2} - j\left(Q'_1 - U_1^2 \frac{0I_1}{2}\right)$$

Поток мощности, приходящий на шины промежуточной подстанции  $\underline{S}''_1$ , найдем из уравнения

$$\underline{S}''_1 = \underline{S}'_1 - \left(\Delta \underline{S} + \frac{\Delta P_K I_1}{2} + jU^2 \frac{0I_1}{2}\right) =$$

$$= \left(P'_1 - \frac{S_1^2}{U_1^2} r - \frac{\Delta P_K I_1}{2}\right) - j\left(Q'_1 - \frac{S_1^2}{U_1^2} x + U^2 \frac{0I_1}{2}\right) = P''_1 - jQ''_1. \quad (4.3)$$

Потери мощности холостого хода трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора определяются

$$\Delta S_x = \Delta P_x - j\Delta Q_x = \Delta P_x - j \frac{I_x \%}{100} S,$$

где  $\Delta P_x$ ,  $I_x \%$  - потери активной мощности в стали и ток холостого хода;

$S$  - номинальная мощность трансформатора (автотрансформатора).

Нагрузочные потери мощности в трансформаторе (автотрансформаторе) промежуточной подстанции

$$\Delta \underline{S}_T = \Delta P_T - j\Delta Q_T = \Delta P_{K1} \left( \frac{P}{S_1 \cos \varphi} \right)^2 + \Delta P_{K2} \left( \frac{\alpha_1 P}{S_2 \cos \varphi} \right)^2 + \Delta P_{K3} \left( \frac{\alpha_2 P}{S_3 \cos \varphi} \right)^2 - j \frac{P^2}{100 \cos^3 \varphi} \left( \frac{U_{K1}^{\%}}{S_1} + \frac{U_{K2}^{\%} \alpha_1^2}{S_2} + \frac{U_{K3}^{\%} \alpha_2^2}{S_2} \right),$$

где  $U_{K1}, U_{K2}, U_{K3}$  - напряжения короткого замыкания трансформатора;

$S_1, S_2, S_3$  - номинальные мощности обмоток высшего, среднего и низшего напряжений;

$\Delta P_{K1}, \Delta P_{K2}, \Delta P_{K3}$  - потери мощности короткого замыкания обмоток высшего, среднего и низшего напряжений.

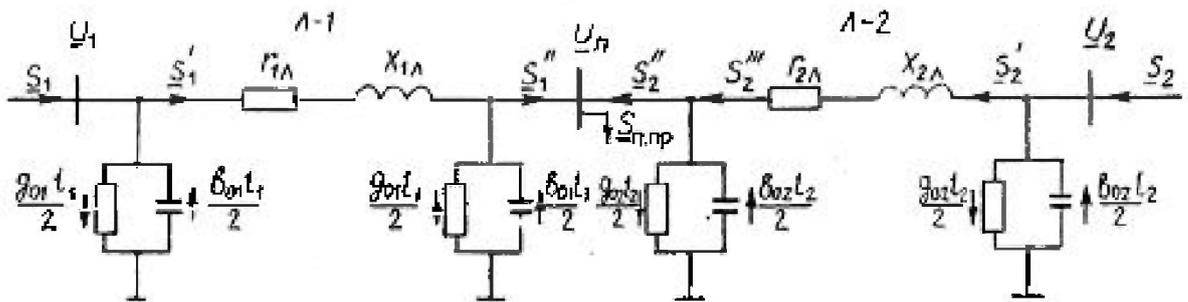


Рис. 4.1. Схема замещения линии электропередачи

Нагрузка промежуточной подстанции, приведенная к шинам высшего напряжения (см. рис. 4.1).

$$\underline{S}_1 = P_1 - jQ_1 = \underline{S} + \underline{S}_X + \underline{S}_T \quad (4.4)$$

Определим теперь поток реактивной мощности в конце линии  $Q_2'''$  (см. рис. 4.1), который обеспечивает при  $P_1' = P_1$  напряжение на промежуточной подстанции, равное выбранной величине  $U$ , при заданном напряжении на шинах системы  $U_2$ . Для этого воспользуемся уравнением, аналогичным (4.1), условно полагая, что мощность по линии 2 направлена от системы в сторону промежуточной подстанции,

$$U = \sqrt{\left( U_2 - \frac{P_2''' r_2 + Q_2''' x_2}{U} \right)^2 + \left( \frac{P_2''' x_2 - Q_2''' r_2}{U} \right)^2} \quad (4.5)$$

Подставляя сюда

$$P_2''' = P_1 + \frac{\Delta P_{K2} I_2}{2} - P_1',$$

после решения уравнения найдем  $Q_2'''$ .

Тогда поток мощности по линии 2 вблизи промежуточной подстанции

$$Q_2'' = Q''' + U^2 \frac{\omega^2 L_2}{2}$$

Баланс реактивной мощности на шинах высшего напряжения промежуточной подстанции (см. рис. 4.1)

$$Q_1'' + Q_2'' = Q \quad (4.6)$$

Если уравнение (4.6) выполняется, то дополнительных компенсирующих устройств на промежуточной подстанции не требуется. Если левая часть соотношения (4.6) больше правой, то имеется избыток реактивной мощности, который должен быть поглощен компенсирующим устройством индуктивного характера (шунтирующий реактор, синхронный компенсатор, работающий в режиме недовозбуждения, и др.). Если левая часть выражения (4.6) меньше правой, то в точке  $U$  имеется дефицит реактивной мощности, и следует установить компенсирующее устройство, генерирующее реактивную мощность.

Мощность определится в виде

$$Q = Q - Q_1'' - Q_2'' \quad (4.7)$$

Для составления баланса реактивной мощности на шинах высшего напряжения электростанции необходимо предварительно определить диапазон располагаемой реактивной мощности.

Располагаемая к выдаче в электропередачу мощность на шинах высшего напряжения

$$Q = Q - \Delta Q - \Delta Q_x \quad (4.8)$$

где  $Q$  - максимальная возможная к выдаче мощность генераторов при максимальной активной мощности;

$Q$  - нагрузочные потери мощности в повышающих трансформаторах при максимальной активной и реактивной мощности генераторов;

$Q_x$  - потери холостого хода в повышающих трансформаторах.

Максимальная реактивная нагрузка генератора в режиме недовозбуждения определяется на основании тепловых испытаний. В курсовом проекте можно принять один из следующих вариантов:

1. Режим недовозбуждения недопустим. В этом случае работа должна осуществляться с  $\cos \varphi \leq (0,97...0,98)$ .

Тогда минимальная к выдаче мощность на шинах высшего напряжения

$$Q = Q - \Delta Q - \Delta Q_x \quad (4.9)$$

где  $Q$  - минимальная возможная к выдаче мощность генераторов ( $\cos \varphi = 0,97$ ) при максимальной активной мощности;

$\Delta Q$  - нагрузочные потери мощности в повышающих трансформаторах при максимальной активной и минимальной реактивной мощности генераторов.

В этом случае располагаемый диапазон реактивной мощности на шинах высшего напряжения электростанции составит

$$Q \dots Q$$

Выбранный режим напряжений осуществим, если значение  $Q_i$  попадает в данный диапазон.

2. Режим недовозбуждения допустим. Потребляемая станцией реактивная мощность на шинах высшего напряжения в режиме недовозбуждения генераторов

$$Q = Q_{ед} + \Delta Q + \Delta Q_x, \quad (4.10)$$

где  $Q_{ед}$  - максимально возможная потребляемая генераторами мощность;

$\Delta Q$  - нагрузочные потери реактивной мощности при максимальной активной мощности и реактивной мощности, равной  $Q_{ед}$ .

Значения  $Q_{ед}$  могут быть принято из табл. 4.1.

Таблица 4.1

Значения максимальной потребляемой генераторами реактивной мощности

|                   |     |    |    |    |    |    |    |    |
|-------------------|-----|----|----|----|----|----|----|----|
| $\frac{P}{P}, \%$ | 100 | 90 | 80 | 70 | 60 | 50 | 40 | 30 |
| $\frac{Q}{P}, \%$ | 12  | 19 | 23 | 27 | 30 | 32 | 34 | 35 |

Таким образом, располагаемый диапазон реактивной мощности на шинах высшего напряжения электростанции составит

$$Q \dots Q_n$$

Если при выбранном напряжении промежуточной подстанции  $U_n$  и заданных напряжениях на шинах станции и системы  $U_1$  и  $U_2$  окажется, что  $Q_i$  попадает в диапазон располагаемой реактивной мощности, то это означает возможность осуществления данного режима за счет регулирования реактивной мощности на генераторах станции.

И 38

Если  $Q_i$  направлена в сторону станций и по модулю  $Q_i > Q$ , то требуется компенсация на шинах станции избыточной реактивной мощности. В этом случае следует предусмотреть установку шунтирующих реакторов мощностью

$$Q = Q_i - Q. \quad (4.11)$$

В случае направленности  $Q_i$  в сторону системы  $Q_i > Q$  только генераторами станции не удастся обеспечить выбранный режим напряжений. От такого режима следует отказаться либо предусмотреть на станции дополнительные источники реактивной мощности величиной

$$Q = Q_i - Q, \quad (4.12)$$

что на практике обычно не делают.

Для проверки баланса реактивной мощности на шинах высшего напряжения системы необходимо предварительно вычислить мощность в начале электропередачи при выбранном  $U$ . (см. рис. 4.1)

$$Q_2 = Q_2'' + \frac{S_2^2}{U^2} x_2 - U_2^2 \frac{\sigma_2 I_2}{2} \quad (4.13)$$

Если значение  $Q_2$  попадает в заданный диапазон располагаемой реактивной мощности на шинах системы  $Q \dots - Q_n$ , то выбранный режим напряжений может быть осуществлен без дополнительных мер со стороны системы.

Если  $Q_2$  направлена в сторону электропередачи, и она больше, чем располагаемая к выдаче мощность  $Q$  ( $Q_2 > Q$ ), то на шинах системы должны быть предусмотрены дополнительные источники реактивной мощности величиной

$$Q = Q_2 - Q, \quad (4.14)$$

Если  $Q_2$  направлена в сторону системы и по модулю больше, чем может поглотить система ( $Q_2 > Q_{cn}$ ), то со стороны системы следует дополнительно установить шунтирующие реакторы мощностью

$$Q = Q_2 - Q_n, \quad (4.15)$$

При расчете режима минимальных нагрузок напряжение на шинах высшего напряжения подстанции электростанции и на шинах системы целесообразно иметь ниже номинального (например,  $0,975 U_n$  или  $0,95 U_n$ ), так как в этом режиме напряжение в средней точке еще может не превысить максимально допустимое.

При выборе напряжения в минимальное режиме следует ориентироваться на соотношение  $P \ll P_{max}$ , Чем меньше  $P$ , тем меньше следует выбирать напряжение.

В режиме наименьших нагрузок в линии возможен избыток реактивной мощности, который частично может быть поглощен генераторами электростанции.

При установке реакторов они подключаются через выключатели. Если реакторы используются и в режиме максимальных нагрузок, то они подключаются без выключателей.

При отключении линии в режиме холостого хода вследствие протекания зарядной мощности наблюдается резкое повышение напряжения. Для его ограничения рекомендуется искровое присоединение шунтирующих реакторов, позволяющее их мгновенно включать.

Послеаварийный режим рассчитывается при условии передачи наибольшей мощности при отключении одной из параллельных цепей линии или одного трансформатора на промежуточной подстанции.

Расчет послеаварийного режима необходимо производить при максимально допустимых значениях  $U_1$  и  $U_2$  (как и в режиме максимальных нагрузок) и при  $U_n=1,05 U_H$ ,  $U_n=1,0 U_H$ ,  $U_n=0,95 U_H$ . При этом на основании формул (4.6) - (4.10), (4.13) необходимо оценить баланс реактивной мощности на промежуточной подстанции, шинах станции и системы.

При расчете режима минимальных нагрузок необходимо выполнить следующее:

1. Задаться напряжением на шинах электростанции и системы  $0,95 U_H$  (или  $0,975 U_H$ ).

2. Для напряжений промежуточной подстанции  $U_n=1,05 U_H$ ,  $U_n=1,0 U_H$ ,  $U_n=0,95 U_H$  по формуле (4.1) находим реактивную мощность  $Q_1$  в начале линии (расчет аналогичен режиму максимальных нагрузок).

3. Для каждого из трех случаев (см. п.2) определяем  $Q_1$  (см. рис. 4.1).

4. Если на станции возникает избыток реактивной мощности за счет зарядной мощности, то следует определить, смогут ли поглотить эту мощность генераторы, работая

в режиме недовозбуждения (см. формулу (4.10)). Если эту мощность генераторы не смогут поглотить, то необходимо выбрать шунтирующий реактор.

5. Необходимо рассчитать баланс реактивной мощности для всех трех случаев (см. п. 2) на промежуточной подстанции. В случае избытка реактивной мощности необходимо определить, смогут ли компенсирующие устройства (например, синхронные компенсаторы) поглотить ее из расчета  $Q = 0,5Q$ . Если нет, то необходимо дополнительно выбрать шунтирующий реактор соответствующей мощности.

Таким образом, в результате электрических расчетов установившихся режимов для каждого выбранного значения напряжения на шинах промежуточной подстанции  $U_n$  будут найдены необходимые мощности компенсирующих устройств (как для генерации, так и для потребления реактивной мощности) в режимах наибольших и наименьших активных нагрузок и в послеаварийных режимах.

Окончательная мощность компенсирующих устройств выбирается с учетом всех рассмотренных режимов активных нагрузок. При этом для режима наименьших нагрузок и послеаварийных режимов следует выбирать такие режимы  $U_n$ , при которых общая мощность компенсирующих устройств в этих режимах минимальна.

В результате такого подхода каждому значению  $U_n$  в максимальном режиме будут соответствовать какие-то мощности компенсирующих устройств на промежуточной подстанции, на шинах станции и системы.

Для различных значений выбранного напряжения  $U_n$  находятся приведенные затраты

$$(4.16)$$

где  $n$  - число компенсирующих устройств;

$Q_i$  - мощность  $i$ -го компенсирующего устройства;

$i$  - стоимость установки 1 квар мощности  $i$ -го компенсирующего устройства, принятая по справочникам;

$\Delta P_i, \Delta P_{xi}$  - нагрузочные потери при номинальной мощности и потери холостого хода компенсирующего устройства;

$S_{Mi}, S_{Hi}$  - полные мощности в максимальном и номинальном режимах компенсирующего устройства;

$\tau_i, t_i$  - время потерь и продолжительность работы компенсирующего устройства;

$S'_2, S'''_1$  - мощности на соответствующих участках в максимальном режиме.

Меньшему значению приведенных затрат соответствует целесообразное напряжение  $U_n$  на шинах высшего напряжения промежуточной подстанции в режиме наибольших активных нагрузок.

## 5. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ НА ПЭВМ

Расчеты на ПЭВМ позволяют существенно расширить область поиска оптимальных режимов. Выбор исходных сочетаний напряжений на шинах станции, системы и промежуточной подстанции для режимов наибольших и наименьших нагрузок и послеаварийных режимов, их количества производятся студентом и согласовывается с преподавателем. При этом рекомендуется руководствоваться вариантами, приведенными в табл. 6.1. В этой таблице варианты 1-5 соответствуют равенству напряжений на шинах станции  $U_1$  и системы  $U_2$  в вариантах 6-9  $U_1 > U_2$ , а в вариантах 10-13  $U_2 > U_1$ . Для каждой пары значений  $U_1$  и  $U_2$  предусмотрены различные значения напряжений промежуточной подстанции  $U_n$ . При необходимости могут быть приняты и другие сочетания напряжений.

Расчеты могут производиться по программе расчета установившихся режимов электрических систем (ELECTRO, DIS I, MUSTANG, RASTR и др.) либо по специальным программам расчета электропередач.

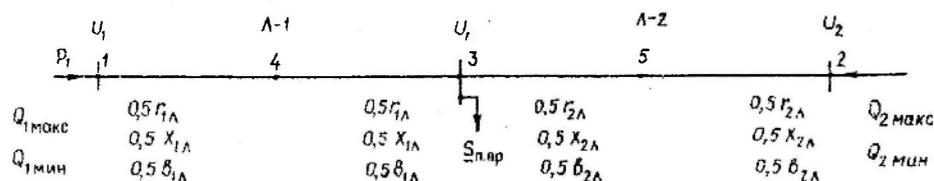


Рис. 5.1. Схема электропередачи и исходные данные для расчета на ПЭВМ

Рассмотрим подробнее процедуру расчета (с иллюстрацией использования программы ELECTRO):

1. Составляется расчетная схема электропередачи (рис. 5.1), в которой нумеруются все узлы. За балансирующий узел принимаются шины высшего напряжения приемной системы. При использовании программы ELECTRO балансирующему узлу следует присвоить номер 1 (на рис. 5.1 сохранена нумерация §4). Для контроля напряжений в средних точках линий каждая из них разделяется на две половины путем введения дополнительных узлов без нагрузок (см. рис. 5.1, узлы 4 и 5). На схему наносятся сопротивления и проводимости участков линий.

2. По формуле (4.4) определяется нагрузка промежуточной подстанции  $\underline{S}$  в рассматриваемом режиме, приведенная к шинам высшего напряжения. При необходимости в ней учитываются половинные значения потерь на корону в линиях Л1 и Л2.

3. По формуле (1.1) находится активная мощность электростанция  $P_1$  выдаваемая в систему. При необходимости в ней учитывается половинное значение потерь мощности на корону в линии Л1.

4. По формулам (4.8), (4.9), (4.10) определяется располагаемый диапазон реактивной мощности на шинах станции

$$Q_1 \dots Q_1$$

5. Расчетные значения  $\underline{S}$ ,  $P_1$ ,  $Q_1 \dots Q_1$ , а также располагаемый диапазон реактивной мощности на шинах системы  $Q_2 \dots Q_2$  наносятся на схему.

6. Из табл. 5.1 принимается вариант расчетного режима напряжений на шинах станции  $U_1$ , приемной системы  $U_2$  и промежуточной подстанции  $U_n$ .

7. Для выбранных  $U_1$ ,  $U_2$ ,  $U_n$  производится расчет режима. При расчете по программе ELECTRO следует внести следующие исходные данные:

- 1) в балансирующем узле (на шинах системы) задать  $U$ ;
- 2) на шинах станции задать активную мощность генерации  $P = P_1$  фиксированное напряжение  $U = U = U_1$ , минимальное значение  $Q = Q_1$  (с учетом знака), максимальное значение  $Q = Q_1$  генерируемую реактивную мощность  $Q$  - любое число, не равное нулю;
- 3) на шинах промежуточной подстанции задать фиксированное напряжение  $U = U = U_n$ , генерируемую реактивную мощность  $Q$  - любое число, не равное нулю. В результате расчета будут получены:
  - а) потоки мощности по ветвям, напряжения в узлах и потери мощности;
  - б) углы сдвига векторов напряжений на шинах станции и промежуточной подстанции относительно вектора напряжения шин приемной системы;

в) требуемые реактивные мощности на шинах станции, системы и промежуточной подстанции для обеспечения заданного режима напряжений.

8. Производится анализ достаточности располагаемых диапазонов мощностей на шинах станции и системы для обеспечения заданного режима напряжений. При необходимости по формулам (4.11), (4.12), (4.13), (4.15) определяется значение и характер (генерация или потребление) компенсирующих устройств.

9. По результатам расчета определяются необходимая мощность и характер (генерация или потребление) компенсирующего устройства на промежуточной подстанции.

Таблица 5.1

Возможные сочетания значений напряжений на шинах станции, системы и промежуточной подстанции для расчета и оптимизации режимов электропередачи

| Номер варианта расчетного режима | Значения напряжений на шинах $U_* = \frac{U}{U_n}$ |                  |                                |
|----------------------------------|--|------------------|--------------------------------|
|                                  | электростанции $U_{1*}$                            | системы $U_{2*}$ | промежуточной подстанции $U_*$ |
| 1                                | 2  | 3                | 4                              |
| 1а                               | 1,15   | 1,15             | 1,15                           |
| 1б                               | 1,15   | 1,15             | 1,10                           |
| 1в                               | 1,15   | 1,15             | 1,05                           |
| 1г                               | 1,15   | 1,15             | 1,00                           |
| 1д                               | 1,15   | 1,15             | 0,95                           |
|                                  |  |                  |                                |
| 2а                               | 1,00   | 1,00             | 1,10                           |
| 2б                               | 1,00   | 1,00             | 1,05                           |
| 2в                               | 1,00   | 1,00             | 1,00                           |
| 2г                               | 1,00   | 1,00             | 0,95                           |
|                                  |  |                  |                                |
| 3а                               | 1,05   | 1,05             | 1,10                           |
| 3б                               | 1,05   | 1,05             | 1,05                           |
| 3в                               | 1,05   | 1,05             | 1,00                           |
| 3г                               | 1,05   | 1,05             | 0,95                           |
|                                  |  |                  |                                |
| 4а                               | 1,00   | 1,00             | 1,05                           |
| 4б                               | 1,00   | 1,00             | 1,00                           |
| 4в                               | 1,00   | 1,00             | 0,95                           |
|                                  |  |                  |                                |
| 5а                               | 0,95   | 0,95             | 1,05                           |
| 5б                               | 0,95   | 0,95             | 1,00                           |
| 5в                               | 0,95   | 0,95             | 0,95                           |
|                                  |  |                  |                                |
| 6а                               | 1,15   | 1,1              | 1,15                           |
| 6б                               | 1,15   | 1,1              | 1,10                           |
| 6в                               | 1,15   | 1,1              | 1,05                           |
| 6г                               | 1,15   | 1,1              | 1,00                           |
| 6д                               | 1,15   | 1,1              | 0,95                           |
|                                  |  |                  |                                |

|     |      |      |      |
|-----|------|------|------|
| 7а  | 1,1  | 1,05 | 1,1  |
| 7б  | 1,1  | 1,05 | 1,05 |
| 7в  | 1,1  | 1,05 | 1,00 |
| 7г  | 1,1  | 1,05 | 0,95 |
|     |      |      |      |
| 8а  | 1,1  | 1,0  | 1,10 |
| 8б  | 1,1  | 1,0  | 1,05 |
| 8в  | 1,1  | 1,0  | 1,00 |
| 8г  | 1,1  | 1,0  | 0,95 |
|     |      |      |      |
| 9а  | 1,05 | 1,0  | 1,05 |
| 9б  | 1,05 | 1,0  | 1,0  |
| 9в  | 1,05 | 1,0  | 0,95 |
|     |      |      |      |
| 10а | 1,1  | 1,15 | 1,15 |
| 10б | 1,1  | 1,15 | 1,0  |
| 10в | 1,1  | 1,15 | 1,05 |
| 10г | 1,1  | 1,15 | 1,00 |
| 10д | 1,1  | 1,15 | 0,95 |
|     |      |      |      |
| 11а | 1,05 | 1,1  | 1,1  |
| 11б | 1,05 | 1,1  | 1,05 |
| 11в | 1,05 | 1,1  | 1,00 |
| 11г | 1,05 | 1,1  | 0,95 |
|     |      |      |      |
| 12а | 1,0  | 1,1  | 1,10 |
| 12б | 1,0  | 1,1  | 1,05 |
| 12в | 1,0  | 1,1  | 1,00 |
| 12г | 1,0  | 1,1  | 0,95 |
|     |      |      |      |
| 13а | 1,0  | 1,05 | 1,05 |
| 13б | 1,0  | 1,05 | 1,00 |
| 13в | 1,0  | 1,05 | 0,95 |

Расчеты по п. 1 - 9 проводятся для всех необходимых режимов сети (наибольших и наименьших нагрузок и послеаварийных режимов) и всех выбранных из табл. 5.1 режимов напряжений.

Для проведения анализа и принятия решения основные результаты расчетов для каждого из режимов сети удобно представить в виде табл. 5.2.

Таблица 5.2

Результаты расчета режимов

| Номер варианта расчетного режима напряжений | $U_{1*}$ | $U_{2*}$ | $U_*$ | Суммарные потери мощности $\Delta P_{\Sigma}$ , МВт | Требуемая мощность компенсирующих устройств в режиме |                                 |
|---|----------|----------|-------|---|--|---------------------------------|
|   |          |          |       |   | выдачи реактивной мощности                           | потребления реактивной мощности |
|   |          |          |       |   |  |                                 |

|   |   |   |   |   |                             |                  |                  |                             |                  |                  |
|---|---|---|---|---|-----------------------------|------------------|------------------|-----------------------------|------------------|------------------|
|   |   |   |   |   | на промежуточной подстанции | на шинах станции | на шинах системы | на промежуточной подстанции | на шинах станции | на шинах системы |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6                           | 7                | 8                | 9                           | 10               | 11               |
|   |   |   |   |   |                             |                  |                  |                             |                  |                  |

## 6. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ОСОБЫХ РЕЖИМОВ СИСТЕМЫ ПЕРЕДАЧИ

### 6.1. Синхронизационные режимы электропередачи по методу точной синхронизации

В курсовом проекте расчет проводится для режима наибольшей нагрузки промежуточной подстанции.

В начале на первом участке проверяется отсутствие самовозбуждения генераторов. Это можно сделать с помощью построения зон асинхронного самовозбуждения генераторов /8/ или по условию

$$1,1b x_d < 1, \quad (6.1)$$

где  $x_d$  - результирующее индуктивное сопротивление генератора, включающее синхронное сопротивление генератора и сопротивление трансформатора;

$b_c$  - эквивалентная емкостная проводимость линия передачи.

Для П-образной схемы замещения (рис. 6.1) величина

$$b = b_0 \frac{I_1}{2} + \frac{b_0 \frac{I_1}{2}}{1 - x b_0 \frac{I_1}{2}} \quad (6.2)$$

Если условие (6.1) выполняется, то самовозбуждение невозможно. В противном случае потребуются меры по устранению явления самовозбуждения: в частности, необходимо будет установить шунтирующие реакторы.

Рассмотрим два случая точной синхронизации генераторов электростанции и системы:

- 1) на шинах промежуточной подстанции;
- 2) на шинах подстанции электростанции.

В первом случае параллельная работа генераторов электростанции с системой осуществляется включением выключателя на промежуточной подстанции (рис. 6.2 а).

В связи с кратковременностью процесса синхронизации максимальное напряжение в этом режиме можно принимать на 5% выше длительно допустимого рабочего напряжения воздушной линии данного класса.

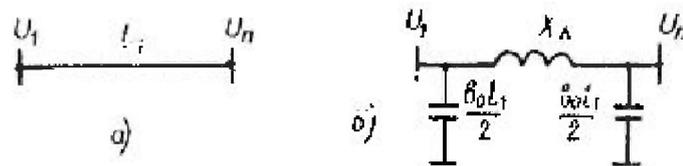


Рис. 6.1. «Π»-образная схема замещения линии электропередачи

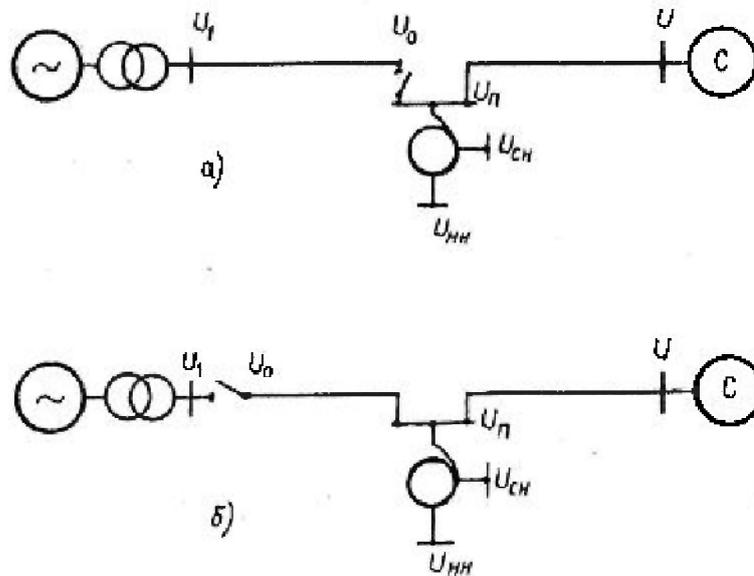


Рис. 6.2. Схемы системы передачи для расчета синхронизационных режимов по методу точной синхронизации: а) на шинах промежуточной подстанции; б) на шинах подстанции электростанции

Далее рассчитываются параметры режимов участков линии электропередачи работающих раздельно.

Расчет режима второго участка линии производится обычным путем, исходя из величины нагрузки промежуточной подстанции.

Напряжение

$$\underline{U} = \underline{U} - \Delta \underline{U}, \quad (6.3)$$

где  $\Delta \underline{U}$  - падение напряжения на втором участке линии передачи.

Напряжение на открытом конце первого участка линии определится

$$U_0 = \frac{U_1}{\cos \alpha I_1} \quad (6.4)$$

Напряжения  $U$  и  $U_1$  при этом могут быть снижены до  $0,95 U$ .

Синхронизация возможна при  $U = U_0$ .

Если в результате избытка реактивной мощности напряжение  $U$  или  $U_0$  превысит допустимое значение или не удастся обеспечить условие  $U = U_0$ , то для регулирования потока реактивной мощности необходимо использовать возможности компенсирующих устройств промежуточной подстанции или предусмотреть установку шунтирующих реакторов в конце первого и начале второго участков. При синхронизации на шинах подстанции электростанции (рис. 6.2 б) рассматривается напряжение на шинах высшего

напряжения промежуточной подстанции  $U$  и на открытом конце первого участка линии со стороны электростанции  $U_0$ .

Напряжение

$$U_0 = \frac{U}{\cos \alpha l_1} \quad (6.5)$$

В расчетах исходят из постоянства напряжения на шинах мощной системы и возможностей регулирования напряжения компенсирующими устройствами промежуточной подстанции. Если напряжение в одной или более рассматриваемых точек окажется больше допустимой величины, то на первом участке устанавливаются дополнительные шунтирующие реакторы. Условие синхронизации может быть записано

$$U_1 = U_0 \quad (6.6)$$

## 6.2. Проверка допустимости режимов холостого хода

Цель расчета:

1. Проверить допустимость повышения напряжения.
2. Определить возможность проведения синхронизации.

Как уже отмечалось в 6.1, для синхронизации надо обеспечить  $U_0=U$  (см рис. 6.2а) и  $U_1=U_0$  (см, рис. 6,2б).

Если это не удастся сделать из-за повышения напряжения на разомкнутом конце, то на нем необходимо установить шунтирующий реактор, мощность которого можно определить из соотношений, приведенных в /6/.

Рассмотрим эту задачу применительно к режиму, показанному на рис. 6.2 а.

При наличии на линии реакторов напряжение на разомкнутом конце со стороны промежуточной подстанции

$$U_0 = \frac{U_1}{\underline{A}} \quad (6.7)$$

где  $\underline{A}$ - постоянная эквивалентного четырехполюсника, замещающего линию с реакторами. При наличии реакторов на разомкнутом конце линии

$$\underline{A} = \cos \alpha l + \underline{b}_p \underline{B}, \quad (6.8)$$

где

$$\underline{B} = jZ_b \sin \alpha l. \quad (6.9)$$

Проводимость реактора  $\underline{b}_p$  связана с его мощностью выражением

$$b_p = j \frac{Q_p}{U^2}. \quad (6.10)$$

Необходимо стремиться к тому, чтобы мощность шунтирующего реактора, по возможности, была меньшей. Для этого в курсовом проекте рекомендуется задаться  $U_1=0,95U$  .

Значения  $U_0$  можно рассмотреть следующими:  $0,95U$  ;  $1,0U$  ;  $1,05U$  .

В формуле по определению  $b_p$  напряжение  $U$  необходимо принять равным  $U_0$ .

Если линия электропередачи - длинная ( $l > 400 \dots 500$  км), то после установки шунтирующего реактора в конце линии необходимо определить напряжение в средней точке линии, приняв длину линии равной  $l/2$ .

Если напряжение превысит допустимое значение, необходимо выбрать мощность шунтирующего реактора для установки в середине линии.

Аналогичным образом проводятся расчеты и для режима электропередачи по рис. 6,2 б.

### 6.3. Расчет режимов холостого хода на ПЭВМ

Технические возможности ПЭВМ позволяют при малых трудозатратах исследовать большой спектр возможных режимов холостого хода. Расчеты могут проводиться по программам расчета установившихся режимов (ELECTRO, DIS I, MUSTANG, RASTR и др.).

В курсовом проекте рекомендуется исследовать режимы электропередачи, приведенные на рис. 6.3.

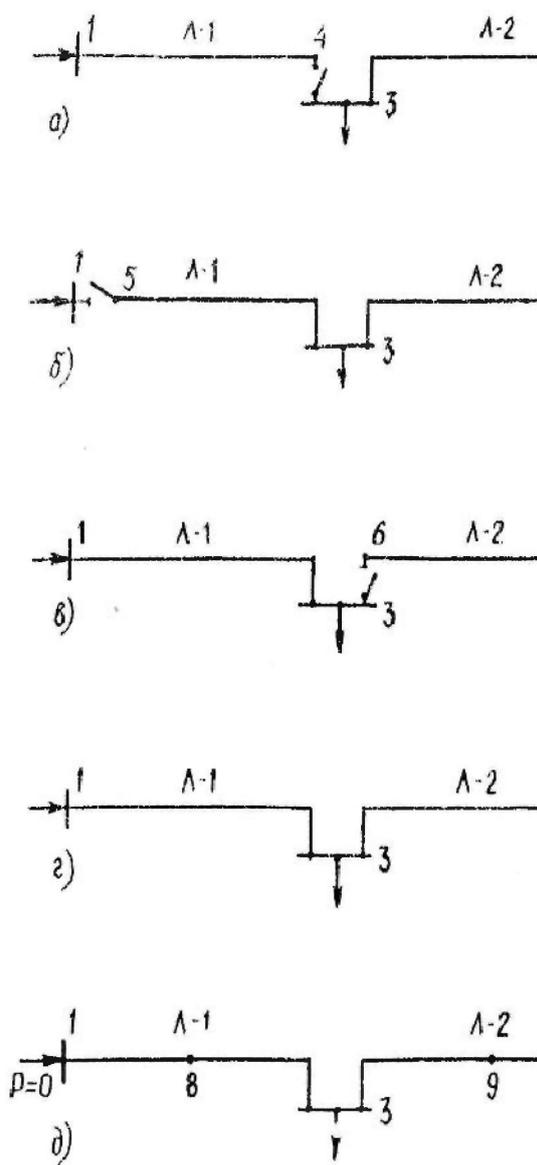


Рис. 6.3. Расчетные схемы для выполнения исследования на ПЭВМ

1. Р е ж и м 1 (рис. 6.3 а). Линия Л1 включена только со стороны электростанции. Задача заключается в том, чтобы найти такие напряжения на шинах станции 1 и системы 2, при которых напряжения в точках 3 и 4 равны (для проверки возможности синхронизации на промежуточной подстанции). При этом напряжение на разомкнутом конце (точка 4) не должно превосходить допустимое, реактивная мощность в начале участка 2-3 должна попадать в диапазон располагаемой реактивной мощности на шинах системы, а реактивная мощность в начале участка 1-4 должна попадать в диапазон располагаемой реактивной мощности на шинах станции (см. 4).

Для решения задачи на ПЭВМ составляют две схемы: первая - с узлами 1, 4 и балансирующим узлом 1 с фиксированным напряжением; вторая - с узлами 2, 3 и балансирующим узлом 2 с фиксированным напряжением.

Если в результате расчетов окажется, что на разомкнутом конце линии Л1 напряжение превышает допустимое или не позволяет выполнить условие синхронизации, то для выбора мощности шунтирующего реактора в узле 4 фиксируется требуемое напряжение, и производится расчет режима. В результате будет найдена мощность реактора.

2. Р е ж и м 2 (рис. 6.3 б). Линия Л1 включена только со стороны промежуточной подстанции. Необходимо найти напряжение на шинах системы 2, при котором может быть обеспечено  $U_1=U_5$ .

Составляется одна расчетная схема с узлами 2, 3, 5 и балансирующим узлом 2 с фиксированным напряжением. По результатам расчетов производится проверка допустимости напряжения на разомкнутом конце линии Л1 (точка 5) и достаточности диапазона располагаемой реактивной мощности на шинах системы.

3. Р е ж и м ы 3, 4 (рис. 6.3 в, г). Исследуются режимы холостого хода линии Л2 аналогично режимам 1, 2.

4. Р е ж и м 5 (рис. 6.3 д). Обе линии включены с двух сторон, активная мощность станции равна нулю. При этом линия Л1 работает в режиме холостого хода. Задача заключается в проверке допустимости напряжений в различных точках электропередачи (в том числе и в средних точках линии 8 и 9) и достаточности диапазонов реактивных мощностей станции и системы при заданных фиксированных напряжениях на шинах станции 1 и системы 2. При этом в схему для расчетов на ПЭВМ включаются узлы 1, 2, 3, 8, 9, а за балансирующий принимается узел 2.

## 7. РАСЧЕТ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Цель расчета статической устойчивости состоит в определении запаса статической устойчивости и сравнении его с нормативным

$$K \frac{P_M - P_0}{P_0} 100\% \geq 20\%, \quad (7.1)$$

где - максимальное (предельное) возможное значение выдаваемой мощности;  
- нагрузка электростанции при загрузке всех генераторов до номинальной мощности.

При построении схемы замещения систему представляют шинами неизменного напряжения и неизменной частоты. Нагрузка промежуточной подстанции вместе с компенсирующими устройствами эквивалентуется последовательно или параллельно соединенными неизменными активными и индуктивными сопротивлениями, определенными по параметрам исходного режима.

Линии электропередачи замещаются П-образной, а трансформатор – Г-образной схемой. Генераторы учитываются в схеме замещения синхронным сопротивлением.

Величина ЭДС генераторов находится по формулам

$$\begin{aligned} E &= \sqrt{(U + \Delta U_{a1})^2 + \Delta U_{p1}^2} \\ U &= \sqrt{(U + \Delta U_{a2})^2 + \Delta U_{p1}^2} \end{aligned} \quad (7.2)$$

где  $U$  - фиксированное напряжение на шинах высшего напряжения системы;

$U$  - напряжение на промежуточной подстанции;

$\Delta U_{a1}$ ,  $\Delta U_{a2}$ ,  $\Delta U_{p1}$ ,  $\Delta U_{p1}$  - соответственно активная и реактивная составляющие падения напряжения в линиях Л1 и Л2 (см. рис. 4.1).

Для расчета ЭДС необходимо задаться значением активной мощности в конце линии Л2, соответствующей полной (номинальной) нагрузке электростанции, с учетом нагрузки промежуточной подстанции (без учета потерь мощности). Кроме того, необходимо задаться в конце линии Л2 также  $\cos \varphi$ , что является достаточно важным, но неизбежным, допущением.

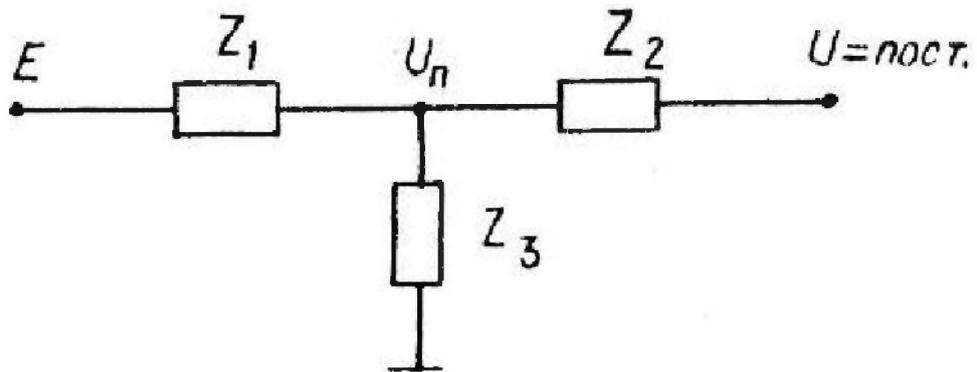


Рис. 7.1. Преобразованная схема замещения системы электропередачи

Далее составленная схема замещения преобразуется к виду, показанному на рис. 7.1, и вычисляются собственные ( $Z_{11}$ ) и взаимные ( $Z_{12}$ ) сопротивления

$$\left. \begin{aligned} z_{11} &= z_1 + \frac{z_2 z_3}{z_2 + z_3}; \\ z_{12} &= z_1 + z_2 + \frac{z_1 z_2}{z_3}. \end{aligned} \right\} \quad (7.3)$$

Тогда угловую характеристику можно построить по уравнению

$$P = f(\delta) = \frac{E^2}{z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{EU}{z_{12}} \sin(\delta - \alpha_{12}). \quad (7.4)$$

постепенно утяжеляя режим системы путем увеличения угла  $\delta$  между векторами  $U$  и  $E$ .

Здесь  $\alpha = 90^\circ - \psi$  - угол, дополняющий фазный угол сопротивления ( $\psi$ ) до  $90^\circ$ .

Соответственно

$$\psi_{11} = \arctg \frac{X_{11}}{r_{11}};$$

$$\psi_{12} = \arctg \frac{X_{12}}{r_{12}}.$$

При ЭДС соответствующей номинальной мощности станции  $P = P_0$ . При  $\delta - \alpha_{12} = 90^\circ$   $P = P_M$ . Зная значения  $P_0$  и  $P$ , можно вычислить по выражению (7.1) коэффициент запаса статической устойчивости.

Если запас статической, устойчивости получится равным или большим нормативного, то система АРВ с зоной нечувствительности, при которой генератор в схеме замещения учитывается синхронным сопротивлением, обеспечивает устойчивую работу системы передачи.

Если запас статической устойчивости окажется меньше нормативного, необходимо предусмотреть мероприятия по увеличению пропускной способности системы передачи, например, применение АРВ пропорционального или сильного действия, продольной емкостной компенсации и др.

## 8. РАСЧЕТ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ НА ПЭВМ

Применение ПЭВМ открывает блестящие возможности для расчета и анализа статической устойчивости (по сползанию) генераторов электростанций\*. Для этого могут быть использованы программы расчета установившихся режимов (DIS I, ELECTRO и др.). При выполнении курсового проекта рекомендуется программа DIS I. Если предельная мощность  $P_M \leq 999$  МВт, может также использоваться программа ELECTRO.

Рассмотрим процедуру расчетов:

1. Для заданной схемы системы электропередачи составляется схема замещения (рис. 8.1), на которую наносятся все параметры. На первом этапе расчета полагают, что на генераторах станции имеется АРВ с зоной нечувствительности, и генераторы вводятся в схему (ветвь 4-5) синхронным сопротивлением  $X_{45} = X = X_d$ .

2. Шины системы (узел 1) принимаются за балансирующий узел, в котором фиксируется напряжение  $U_1 = const$ . В курсовом проекте можно принять  $U_1 = U$ . В узле 4 задается активная мощность  $P_4^{(1)}$ , равная номинальной мощности генераторов, и реактивная мощность  $Q_4^{(1)}$ , соответствующая номинальному  $\cos \varphi$  генераторов. Производится расчет режима, по результатам которого находится ЭДС  $E = U_4$  и угол сдвига  $\delta_{41}^{(1)}$  между ЭДС генераторов и напряжением на шинах системы  $U_1$ . Этот угол будет соответствовать нагрузке  $P^{(1)} = P_3 + P_1^{(1)}$  (см. рис. 8.1 б), которая меньше мощности генераторов  $P_4^{(1)}$  на величину потерь в сети.

3. При зафиксированном напряжении  $U_1 = const$  дополнительно фиксируется напряжение в узле 4, равное ЭДС генераторов, найденной в п. 2,  $U_4 = E$ . В узле 4 задается заведомо большой диапазон располагаемой реактивной мощности и активная мощность больше номинальной  $P_4^{(2)} > P_4^{(1)}$ . Производится расчет режима и находятся новые значения  $\delta_{41}^{(2)}$  и  $P^{(2)} = P_3 + P_1^{(2)}$ .

4. Аналогично п. 3 производится дальнейшее утяжеление режима до тех пор, пока не будет нарушена сходимости итерационного процесса. В результате может быть построена угловая характеристика мощности  $P = f(\delta)$ , приведенная на рис. 8.2.

\* Концепцию применения ПЭВМ для расчета статической устойчивости разработал к.т.н., доцент Н.М.Сыч.

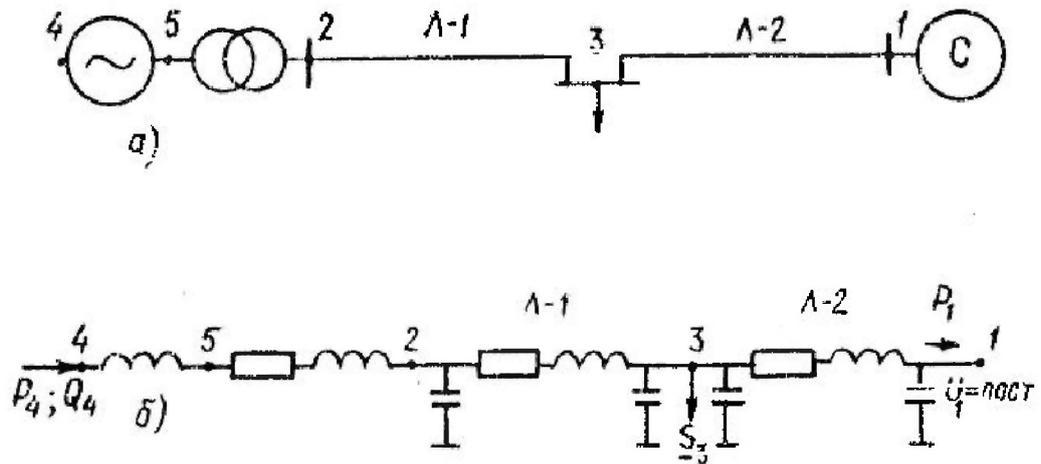


Рис. 8.1. Схема системы электропередачи (а) и ее схема замещения (б)

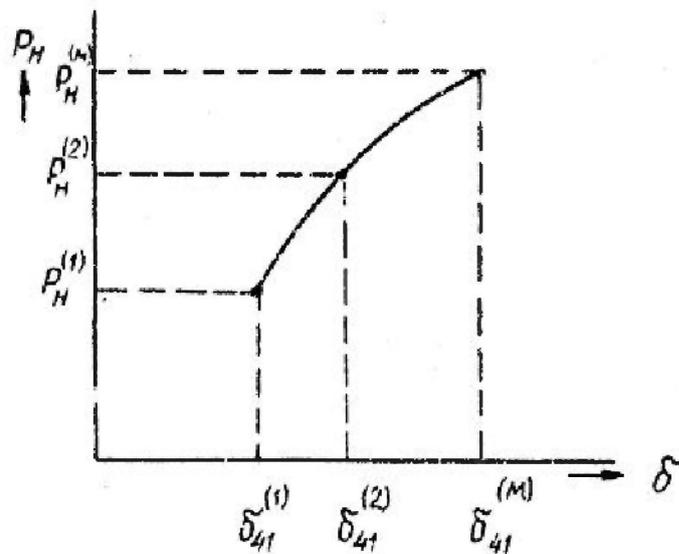


Рис. 8.2. Угловая характеристика мощности

Коэффициент запаса статической устойчивости находится по формуле (7.1), где принимается равным  $P^1$ ,  $P_M = P^{(M)}$ .

5. Если коэффициент запаса оказался меньше нормативного либо итерационный процесс не сошелся уже в первом расчете (п.2), то в расчетную схему генераторы вводят с АРВ пропорционального действия, для чего в схеме замещения (ветвь 4-5)  $X_d$  заменяют переходным сопротивлением  $X_{45} = X = X'_d$ . После этого расчеты проводят по п.2-4.

6. Если и в этом случае не удастся получить удовлетворительный результат, то генераторы вводятся в схему с АРВ сильного действия. При этом  $X_{45} = X = 0$ . Поэтому ветвь 4-5 (см. рис. 8.1 б) из схемы исключают, и вместо ЭДС генераторов вычисляют напряжение на шинах генераторов  $U_5$ , используя процедуру п. 2-4.

## 9. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Заключительным этапом выполнения курсового проекта является определение технико-экономических показателей электропередачи. К этим показателям можно

отнести: приведенные затраты ( ) и стоимость передачи электроэнергии ( ). Они находятся по формулам

$$= E K + \quad , \quad (9.1)$$

$$= - . \quad (9.2)$$

где – годовые эксплуатационные расходы,

$$= + + \Delta \beta , \quad (9.3)$$

состоящие из расходов на амортизацию , текущий ремонт и обслуживание и стоимость потерянной энергии  $\Delta \beta$ .

Здесь  $\Delta$  – потерянная энергия за год в электропередаче;  $\beta$  – стоимость 1 кВт ч потерянной энергии.

Значение  $= P T$  – это количество энергии, пропущенной через электропередачу, где  $P$  ,  $T$  – максимальная мощность и число часов использования максимальной мощности электропередачи.

Капитальные затраты на сооружение электропередачи состоят из затрат на электротехническую часть передающей, электростанции (генераторы, повышающая подстанция), затрат на первый участок линии передачи, промежуточную подстанцию с компенсирующим устройством, затрат на второй участок линии.

Себестоимость передачи электроэнергии определится

$$= - . \quad (9.4)$$

Коэффициент полезного действия при наибольшей нагрузке

$$\eta = \frac{P_k}{P + \Delta P} , \quad (9.5)$$

где – активная мощность конца участка электропередачи и потери активной мощности на этом участке.

Экономический коэффициент полезного действия, соответствующий минимальной расчетной стоимости передачи, находится по выражению

$$\eta = \frac{I_k}{I + I_k} , \quad (9.6)$$

где  $I$  – длина электропередачи;

$I_k$  – критериальная длина электропередачи, определяемая по /7, 8/.

По результатам выполнения расчетов в курсовом проекте составляются сводные сведения о технических и экономических показателях электропередачи, в которые включаются:

1. Приведенные затраты и расчетная стоимость передачи электроэнергии.
2. Капитальные затраты и их составляющие (в линии, подстанции).
3. Годовые эксплуатационные расходы и себестоимость передачи электроэнергии.
4. Номинальные напряжения линий и их протяженность.
5. Количество и мощность трансформаторов и мощность компенсирующих устройств в режимах выдачи и потребления.
6. Переданная энергия за год.
7. Потери активной мощности, структура потерь (нагрузочные, холостого хода и по элементам); потери мощности в процентах в режимах наибольших и наименьших нагрузок.
8. КПД электропередачи в режимах наибольших и наименьших нагрузок.
9. Потери энергии за год, потери энергии в процентах.

## Литература

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ Под ред, С.С.Рокотяна и И.М.Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. -352 с.
2. Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Электрические системы и сети. Проектирование: Учеб. пособие для вузов. - 2-е изд., испр. и доп. - Мн.: Выш. школа» 1988. - 308 с.
3. Примеры анализов и расчетов режимов электропередачи, имеющих автоматическое регулирование и управление /Под ред. В.А.Веникова. - М.: Высш. школа, 1967. - 297 с.
4. Государственные стандарты основного оборудования применительно к электропередам. ГОСТ 721-62; ГОСТ 14209-69; ГОСТ 687-67; ГОСТ 13109-67; ГОСТ 9690-61; ГОСТ 6490-67; ГОСТ 839-59.
5. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.
6. Электрические системы. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения /Под ред. В.А.Веникова. - М.: Высш. школа, 1972. - Т.3. - 368 с.
7. Поспелов Г.Е. Элементы технико-экономических расчетов систем электропередач, - Мн.: Выш. школа, 1967. - 311 с.
8. Короткевич М.А., Поспелова Т.Г., Поспелов Е.Г. Дальние электропередачи; Учеб. пособие для студ. всех видов обучения спец. 03.02. - Мн.: БПИ, 1978. - 100 с.
9. Мельников Н.А., Рокотян С.С., Шеренцис А.Н. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330-500 кВ. - М.: Энергия, 1974. - 472 с.
10. Поспелов Т.Е., Короткевич М.А. Задания и методические указания по курсовому проектированию курса "Дальние электропередачи" для студ. спец. 03.02. - Мн.: БПИ, 1980. - 33 с.

## Содержание

|  |    |
|--|----|
| Краткая характеристика задания.....  | 3  |
| 1. Выбор схемы и основных параметров электропередачи.....  | 4  |
| 2. Выбор схем электрических соединений передающей станции и подстанций.....                                    | 8  |
| 3. Техничко-экономическое сравнение вариантов выполнения электропередачи и выбор целесообразного варианта..... | 11 |
| 4. Электрические расчеты установившихся режимов системы электропередачи....                                    | 16 |
| 5. Электрические расчеты установившихся режимов на ПЭВМ.....   | 26 |
| 6. Электрические расчеты особых режимов системы передачи.....  | 32 |
| 7. Расчет статической устойчивости генераторов электростанции .....  | 38 |
| 8. Расчет статической устойчивости на ПЭВМ.....  | 41 |
| 9. Техничко-экономические показатели электропередачи.....  | 43 |
| Л и т е р а т у р а.....   | 45 |

Учебное издание

ПОСПЕЛОВ Григорий Ефимович  
КОРОТКЕВИЧ Михаил Андреевич и др.

ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Методическое пособие к курсовому проекту  
для студентов специальности 10.02 -  
"Электроэнергетические системы и сети"

Редактор Т.А. Палилова. Корректор М.П. Антонова

Подписано в печать 20.06.94.

Формат 60\*84<sup>1</sup>/16. Бумага тип. № 2. Офсет. печать.  
усл. печ. л. 2,7. Уч.-изд.л. 2,2. Тир. 130. Зак. 170

Белорусская государственная политехническая академия. Отпечатано на  
ротапринте БГПА. 220027, Минск, пр. Ф.Скорины, 65.