



**ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ИСТОЧНИКОВ
ЭНЕРГИИ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И
ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

Для контроля результатов образования проводятся:
контрольные работы:

Методы расчета простейших замкнутых сетей

Определение потерь электрической энергии в
электрических сетях

Выбор регулировочных отпаек трансформаторов

Защита расчетного задания, экзамен.

Промежуточная аттестация по итогам освоения
дисциплины экзамен.

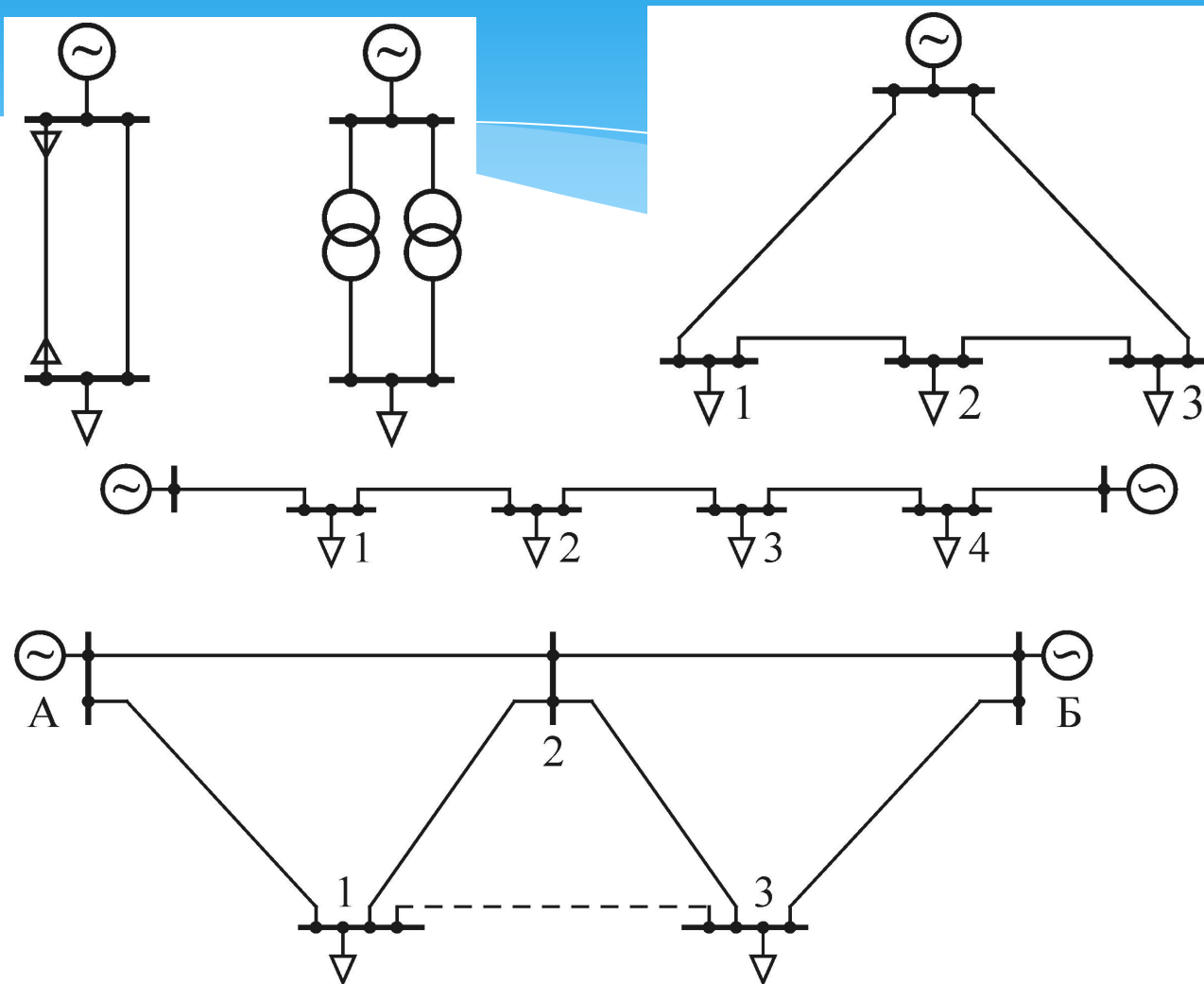
Оценка за освоение дисциплины определяется как
оценка на экзамене.

В приложение к диплому выносится оценка за 6
семестр.


Расчёт установившихся режимов простых замкнутых электрических сетей

Замкнутыми называются электрические сети, в которых ЭП (узлы нагрузки) получают ЭЭ с двух и более сторон (ИП), чем обеспечивается повышенная надёжность электроснабжения.

Схемы замкнутых электрических сетей



Схемы замкнутых электрических сетей: *a* и *б* – сети с одним контуром;
в – линия с двусторонним питанием; *г* – сложная замкнутая сеть



Анализ режимов ЭС, выполняемый вручную, производится применительно к схемам замещения (СЗ), нагрузки узлов которых наряду с мощностями ЭП (или ИП), определяют с учётом потерь мощности в Т подстанций, а также мощностей проводимостей (шунтов) П-образных СЗ примыкающих линий. Нагрузки узлов, определяемые таким образом, называются **расчётными (эквивалентными)**, а соответствующие СЗ – **расчётными**.

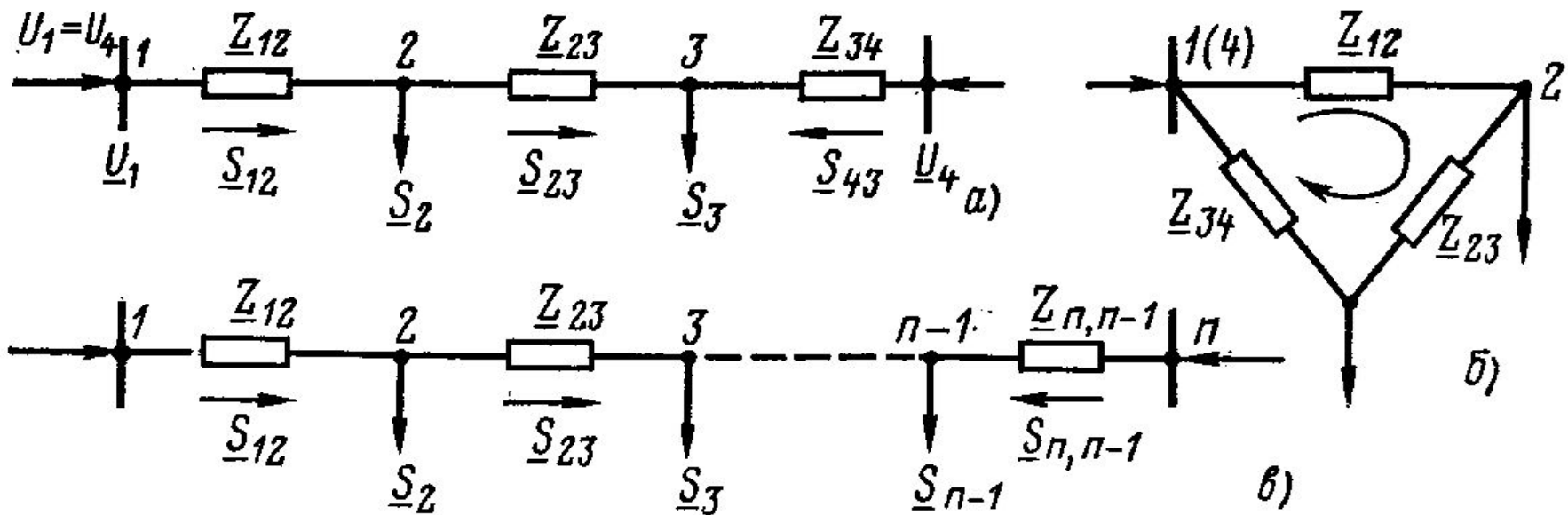
Расчётные нагрузки и схемы электрических сетей



Замена исходной СЗ (б) на расчётную (в), содержащую только продольные ветви, упрощает СЗ и позволяет реализовать инженерные методики расчёта и анализа режимов замкнутых ЭС.

Распределение потоков мощности в простой замкнутой сети без учета потерь мощности

Заданы одинаковые напряжения по концам линии



$$\underline{U}_1 = \underline{U}_4$$

Известны мощности нагрузки \underline{S}_2 \underline{S}_3

сопротивления участков линии \underline{Z}_{kj}

где k — узел начала участка линии; j — узел конца

Принимаем следующие допущения:

а) пренебрегаем потерями мощности $\Delta \underline{S}_{kj}$ при определении потоков \underline{S}_{kj}

б) предполагаем, что ток участка определяется по номинальному напряжению:

$$\underline{I}_{kj} = \underline{S}_{kj}^* / \sqrt{3} U_{ном}$$

в) используем расчетные мощности нагрузок подстанции.

При равенстве напряжений источников питания на основании второго закона Кирхгофа можно записать

$$\frac{\underline{S}_{12}^*}{\sqrt{3}U_{ном}} \underline{Z}_{12} + \frac{\underline{S}_{23}^*}{\sqrt{3}U_{ном}} \underline{Z}_{23} - \frac{\underline{S}_{43}^*}{\sqrt{3}U_{ном}} \underline{Z}_{43} = 0$$

Если заменим в последнем выражении все комплексные величины на сопряженные, то получим следующее уравнение:

$$\frac{\underline{S}_{12}}{\sqrt{3}U_{ном}} \underline{Z}_{12}^* + \frac{\underline{S}_{23}}{\sqrt{3}U_{ном}} \underline{Z}_{23}^* - \frac{\underline{S}_{43}}{\sqrt{3}U_{ном}} \underline{Z}_{43}^* = 0$$

Так как потери мощности не учитываются, первый закон Кирхгофа для узлов 2 и 3 можно записать так:

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_2$$

$$\underline{S}_{34} = \underline{S}_3 - \underline{S}_{23} = -\underline{S}_{12} + \underline{S}_2 + \underline{S}_3$$

получим уравнение с одним неизвестным

$$\frac{\underline{S}_{12}}{U_{ном}} \underline{Z}_{12}^* + \frac{\underline{S}_{12} - \underline{S}_2}{U_{ном}} \underline{Z}_{23}^* - \frac{-\underline{S}_{12} + \underline{S}_2 + \underline{S}_3}{U_{ном}} \underline{Z}_{43}^* = 0$$

значение потока мощности

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_2 (\underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{34}^*) + \underline{S}_3 \underline{Z}_{34}^*}{\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{34}^*} = \frac{\underline{S}_2 \underline{Z}_{24}^* + \underline{S}_3 \underline{Z}_{34}^*}{\underline{Z}_{14}^*} = \frac{\sum_{k=2}^3 \underline{S}_k \underline{Z}_{k4}^*}{\underline{Z}_{14}^*}$$

$$S_{43} = \frac{\sum_{k=2}^3 S_k Z_{1k}^*}{Z_{14}^*}$$

Для сети с N узлами

$$S_{12} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} S_k Z_{kn}^*}{Z_{1n}^*}$$

$$S_{n,n-1} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} S_k Z_{1k}^*}{Z_{1n}^*}$$

$$I_{12} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} I_k Z_{kn}^*}{Z_{1n}^*}$$

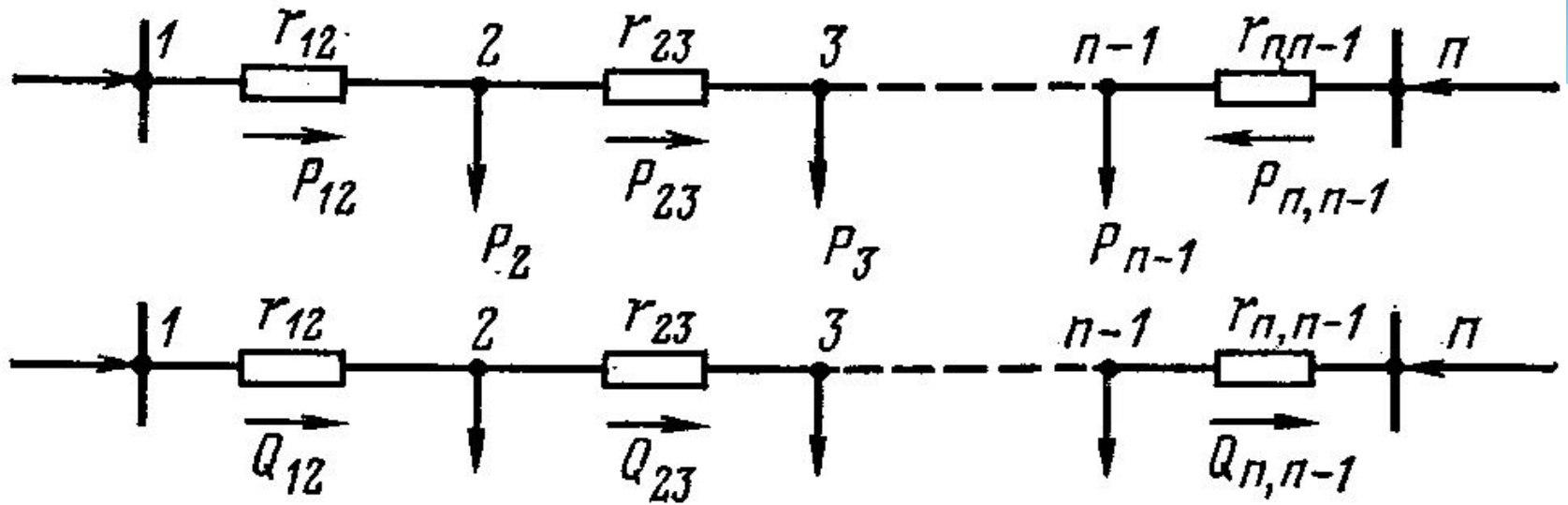
$$I_{n,n-1} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} I_k Z_{1k}^*}{Z_{1n}^*}$$

В однородной сети отношение активного и реактивного сопротивлений всех ветвей схемы замещения сети одинаково:


$$x_{kj} / r_{kj} = x / r = \text{const}$$

$$\underline{S}_{12} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} (P_k + jQ_k) \left(1 - j \frac{x_{kn}}{r_{kn}}\right) r_{kn}}{\left(1 - j \frac{x_{1n}}{r_{1n}}\right) r_{1n}} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} (P_k + jQ_k) \left(1 - j \frac{x}{r}\right) r_{kn}}{\left(1 - j \frac{x}{r}\right) r_{1n}} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} (P_k + jQ_k) r_{kn}}{r_{1n}}$$

$$\underline{S}_{12} = P_{12} + jQ_{12} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} P_k r_{kn}}{r_{1n}} + j \frac{\sum_{k=2}^{n-1} Q_k r_{kn}}{r_{1n}}$$



$$\underline{S}_{n,n-1} = P_{n,n-1} + jQ_{n,n-1} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} P_k r_{1k}}{r_{1n}} + j \frac{\sum_{k=2}^{n-1} Q_k r_{1k}}{r_{1n}}$$

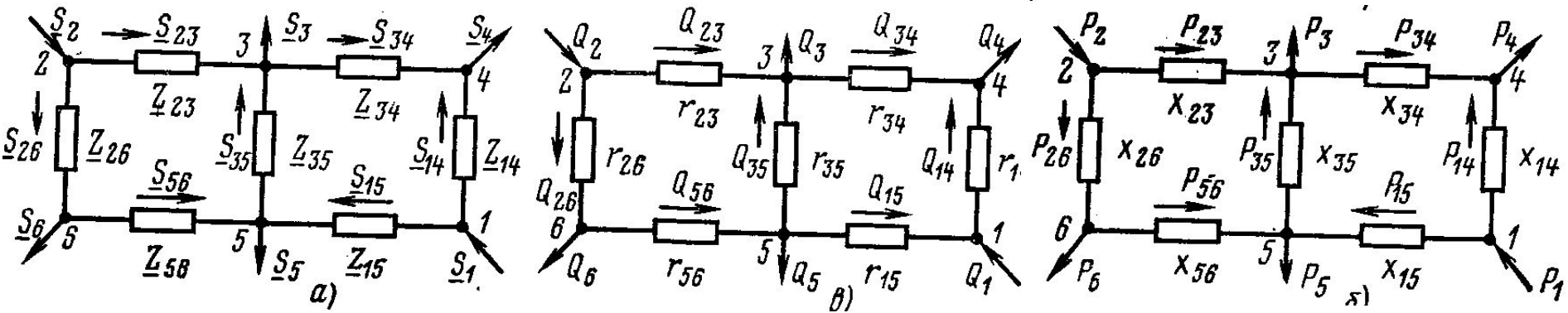


Выведенные формулы показывают, что в **однородных** сетях распределения активных и реактивных мощностей (токов) не зависят друг от друга. Нахождение распределения P и Q в таких сетях, упрощается. Рассчитываются как бы две независимые сети: одна — нагруженная только активными нагрузками и вторая—реактивными. Для каждой из них определяется распределение мощностей. Полные мощности на участках сети находятся суммированием проходящих по ним активных и реактивных мощностей. Такой расчетный прием, называемый **расщеплением** сети уменьшает трудоемкость расчета сети.

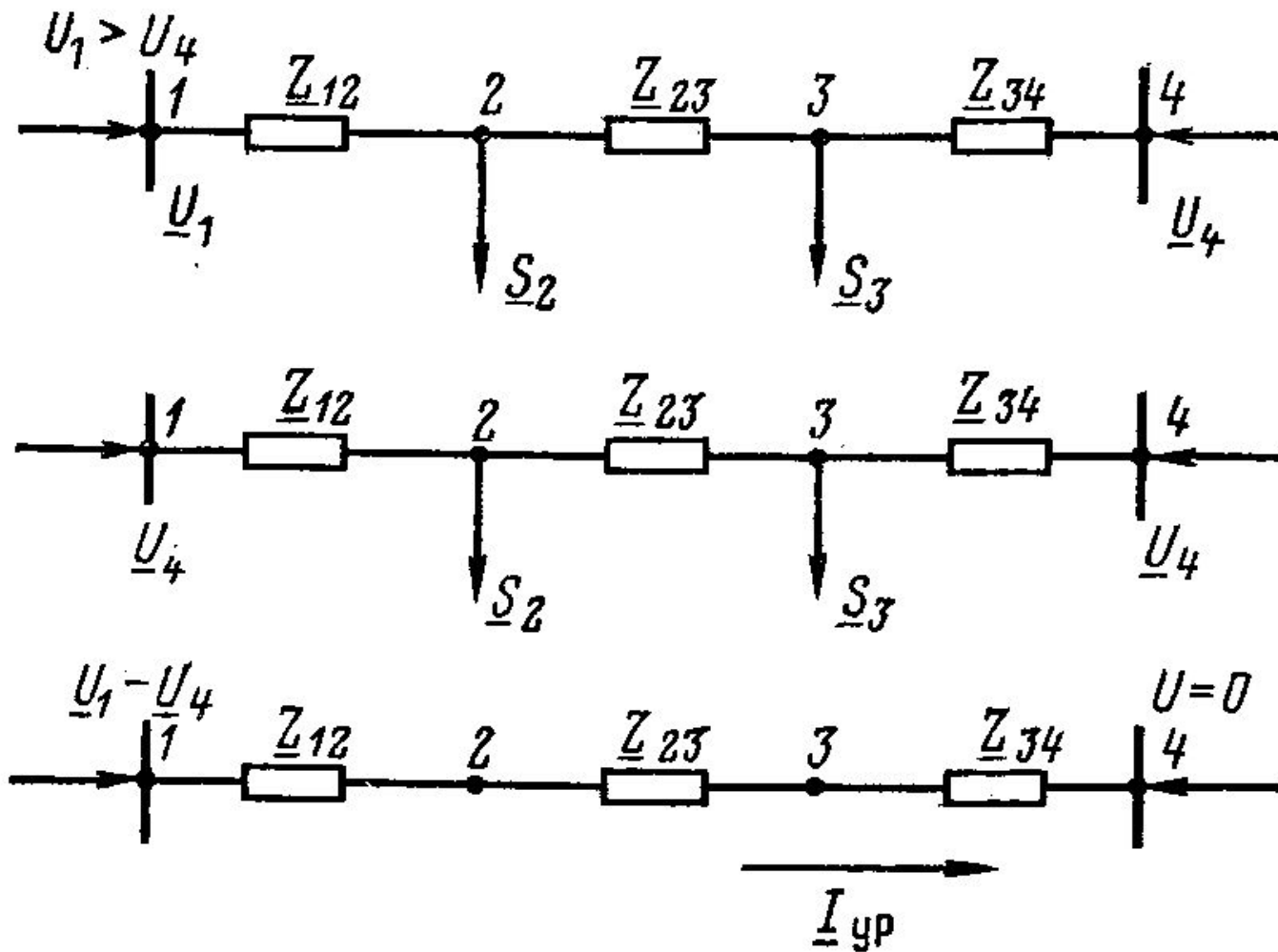
$$\underline{S}_{12} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} \underline{S}_k l_{kn}}{l_{1n}};$$

$$\underline{S}_{n,n-1} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} \underline{S}_k l_{1k}}{l_{1n}}$$

Для однородной сети можно строго показать, что система линейных уравнений контурных комплексных мощностей эквивалентна двум системам уравнений, одна из которых содержит только активные мощности в контурах и реактивные сопротивления, а другая - только реактивные мощности и активные сопротивления.



Заданы различные напряжения по концам линии $U_1 > U_4$



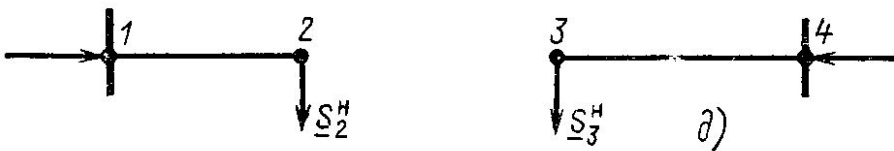
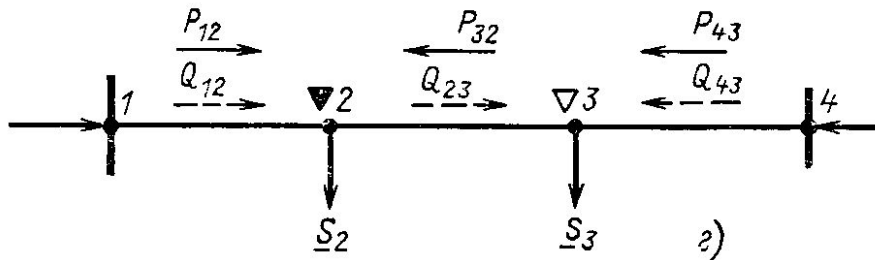
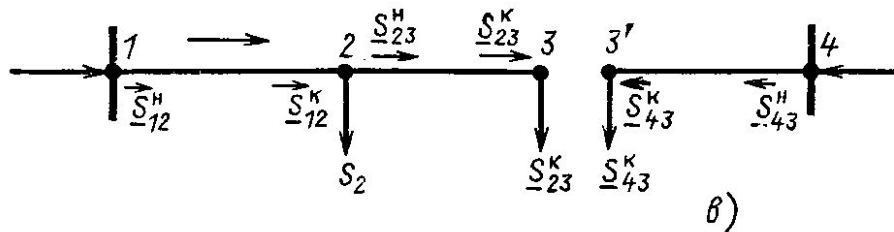
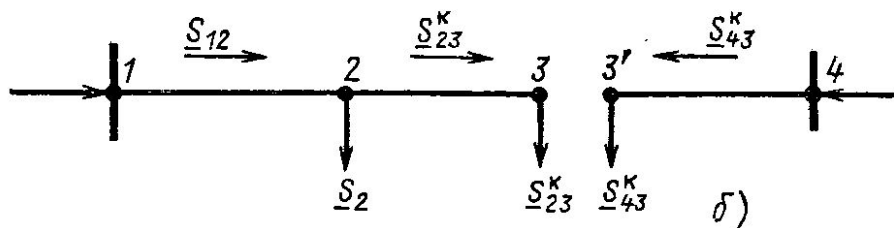
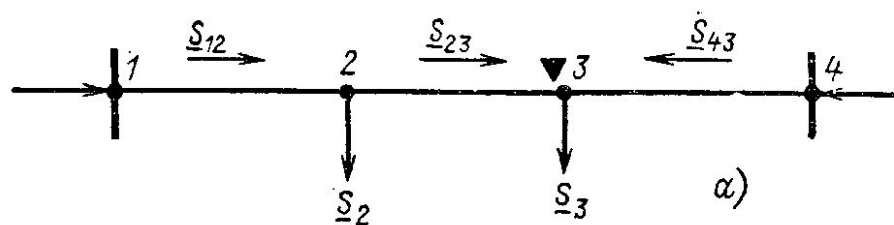
$$\left. \begin{aligned} \underline{I}_{yp} &= \frac{U_1 - U_4}{\sqrt{3} Z_{14}}; \\ \underline{S}_{yp} &= \sqrt{3} \underline{I}_{yp}^* U_{\text{HOM}} = \frac{U_1^* - U_4^*}{Z_{14}^*} U_{\text{HOM}}. \end{aligned} \right\}$$

$$\underline{S}_{12} = \frac{\sum_{k=2}^3 \underline{S}_k Z_{k4}^*}{Z_{14}^*} + \underline{S}_{yp} \qquad \underline{S}_{43} = \frac{\sum_{k=2}^3 \underline{S}_k Z_{k1}^*}{Z_{14}^*} - \underline{S}_{yp}$$

Определение потерь мощности

$$\sum \Delta S_{kj} = \sum 3I_{kj}^2 Z_{kj} = \sum \frac{S_{kj}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} Z_{kj}$$

Расчет с учетом потерь мощности



$$\Delta P_{23} = \frac{(S_{23}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{23} \quad \Delta Q_{23} = \frac{(S_{23}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} x_{23} \quad \Delta \underline{S}_{23} = \Delta P_{23} + j\Delta Q_{23}$$

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \Delta \underline{S}_{23}$$

Может оказаться, что 1-й этап расчета кольцевой сети выявит две точки потокоораздела: одну — для активной, а другую — для реактивной мощности.

В этом случае кольцевая сеть для дальнейшего расчета может быть также разделена на две разомкнутые линии. Вычислим предварительно потери мощности на участке между точками потокоораздела:

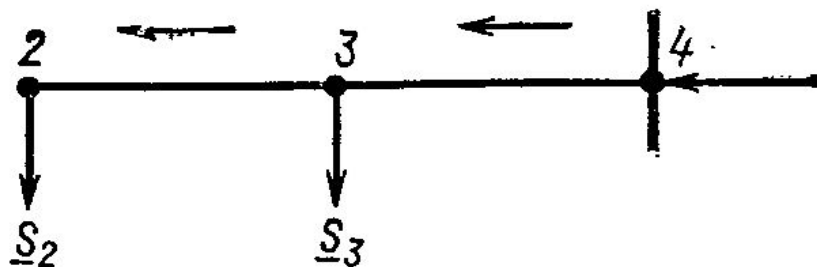
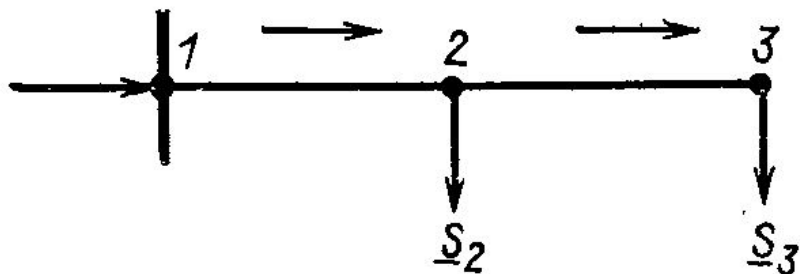
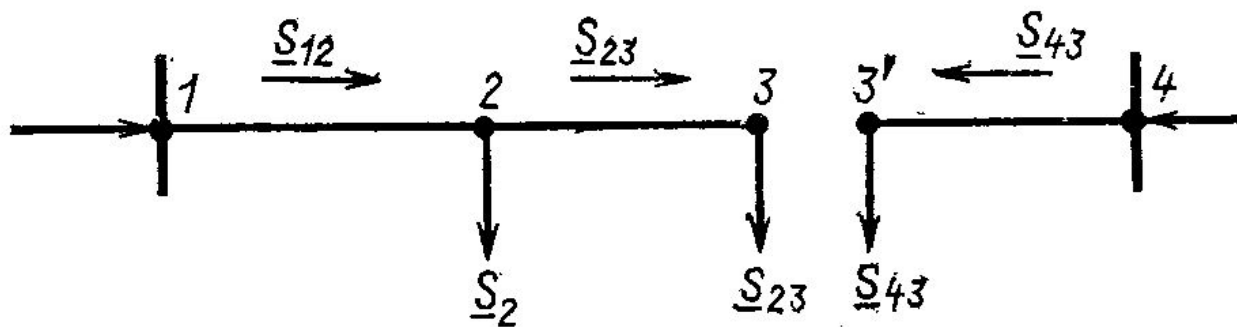
$$\Delta P_{32} = \frac{P_{32}^2 + Q_{32}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{32}$$

$$\Delta Q_{32} = \frac{P_{32}^2 + Q_{32}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} x_{32}$$

$$\underline{S}_2^H = P_2^H + jQ_2^H = P_{12} + j(Q_{12} + Q_{23} + \Delta Q_{32})$$

$$\underline{S}_3^H = P_3^H + jQ_3^H = P_{43} + P_{32} + \Delta P_{32} + jQ_{43}$$

Распределение напряжений в линии с двухсторонним питанием



МЕРОПРИЯТИЯ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

При анализе потерь электроэнергии принято различать следующие виды потерь:

отчетная величина потерь электроэнергии в энергосистеме - определяется как разность между количеством электроэнергии, отпущенной в сеть собственными электростанциями, электростанциями других ведомств и соседними энергоуправлениями, и реализованной электроэнергией, вычисленной по сумме оплаченных счетов от потребителей;

расчетная или *техническая величина потерь* — определяется по известным параметрам режимов работы и параметрам элементов сети, она обусловлена расходом электроэнергии на нагрев проводников и создание электромагнитных полей;

коммерческие потери - определяются как разность между отчетными и техническими потерями, они обусловлены несовершенством системы учета, неодновременностью и неточностью снятия показаний счетчиков, погрешностью используемых приборов учета, неравномерностью оплаты электропотребления, наличием безучетных потребителей, хищениями и т. д.

Структура расхода ЭЭ на её передачу

Технологический расход ЭЭ на её передачу

Собственные нужды ПС

Технические потери ЭЭ

В ЛЭП

В трансформаторах

В КУ

Холостого
хода

Нагрузочные

Технологический расход электроэнергии на ее передачу

Величина потерь электроэнергии в каком-либо элементе сети существенно зависит от характера нагрузки и ее изменения в течение рассматриваемого периода времени. В линии, работающей с постоянной нагрузкой и имеющей потери активной мощности ΔP , потери электроэнергии за время t составят:

$$\Delta W = \Delta P t$$

Если же нагрузка в течение года изменяется, то потери электроэнергии можно рассчитать различными способами. Все методы в зависимости от используемой математической модели можно разделить на две большие группы — детерминированные и вероятностно-статистические. Следует отметить, что перечисленные методы имеют множество модификаций и программных реализаций. Рассмотрим сначала детерминированные методы.

Наиболее точный метод расчета потерь электроэнергии ΔW — это определение их по графику нагрузок ветви, причем расчет потерь мощности производится для каждой ступени графика. Этот метод иногда называют методом графического интегрирования

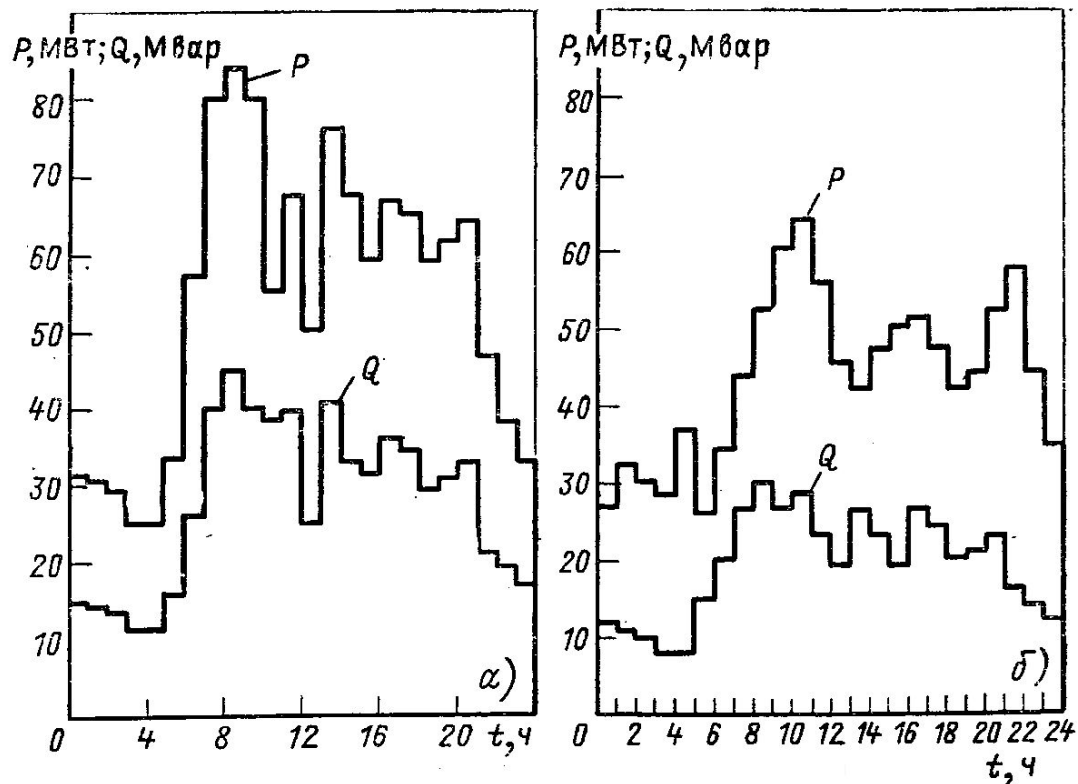
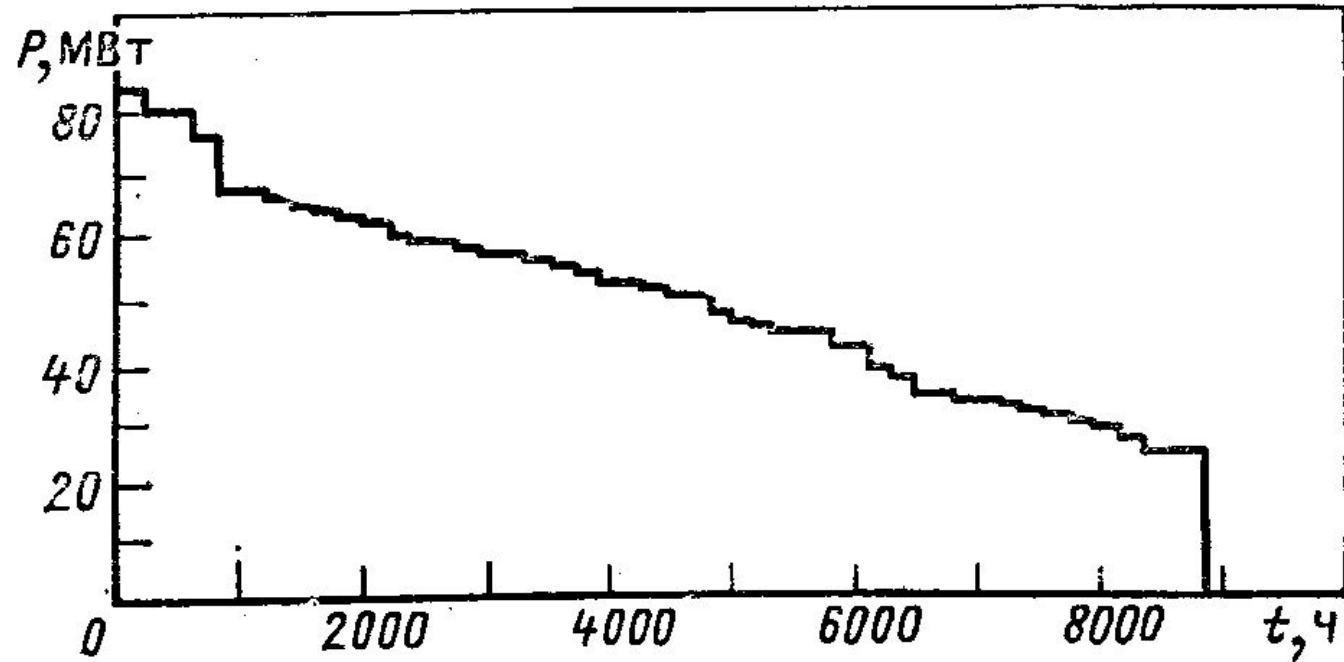
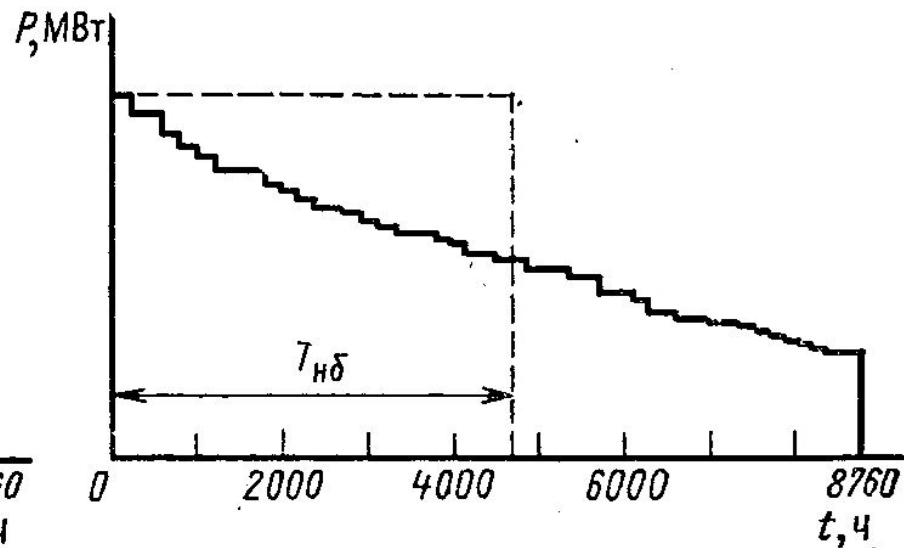
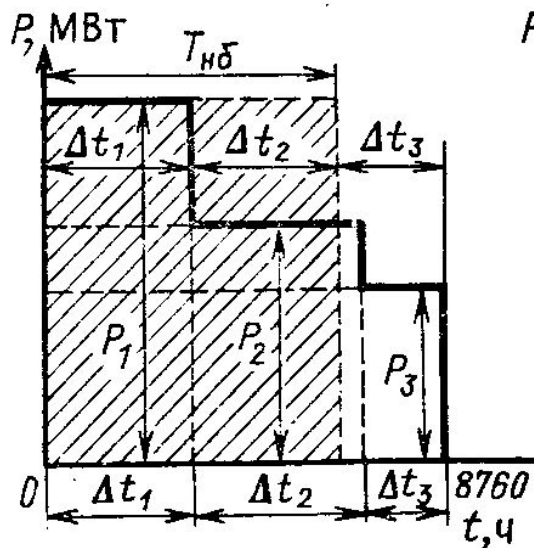


График по продолжительности



Энергия, полученная потребителем за год, равна

$$W = P_1 \Delta t_1 + P_2 \Delta t_2 + \dots + P_N \Delta t = \sum_{i=1}^N P_i \Delta t_i = P_{нб} T_{нб}$$



Время наибольшей нагрузки - это время в часах, за которое при работе с наибольшей нагрузкой потребитель получил бы то же количество электроэнергии, что и при работе по реальному графику. Это время представляет собой абсциссу прямоугольника, площадь которого равна площади реального графика

$$T_{нб} = \frac{\sum_{i=1}^N P_i t_i}{P_{нб}} .$$

По годовому *графику нагрузок* можно определить потери электроэнергии за год. Для этого определяют потери мощности и электроэнергии для каждого режима. Затем эти потери суммируют и определяют потери электроэнергии за год.

$$\Delta P_i = \frac{S_i^2}{U_i^2} R \qquad \Delta W = \sum_{i=1}^N \Delta P_i \Delta t_i$$

Потери мощности и электроэнергии в трансформаторе за время Δt_i

$$\Delta P = \Delta P_k \left(\frac{S_{2i}}{S_{ном}} \right)^2 + \Delta P_x$$

$$\Delta W = \left(\Delta P_k \left(\frac{S_{2i}}{S_{ном}} \right)^2 + \Delta P_x \right) \Delta t_i$$

При k параллельно работающих трансформаторах в течение i -й ступени графика нагрузки потери мощности

$$\Delta P_i = \frac{1}{k} \Delta P_k \left(\frac{S_{2i}}{S_{ном}} \right)^2 + k \Delta P_x$$

$$\Delta W = \sum_{i=1}^N (\Delta P_k \left(\frac{S_{2i}}{S_{ном}} \right)^2 + \Delta P_x) \Delta t_i$$

Достоинством метода определения потерь по графику нагрузки является высокая точность. Однако отсутствие информации о графиках нагрузки для всех ветвей сети затрудняет практическое использование данного метода. Кроме того, расчет трудоемок, так как ступеней в графике достаточно много.

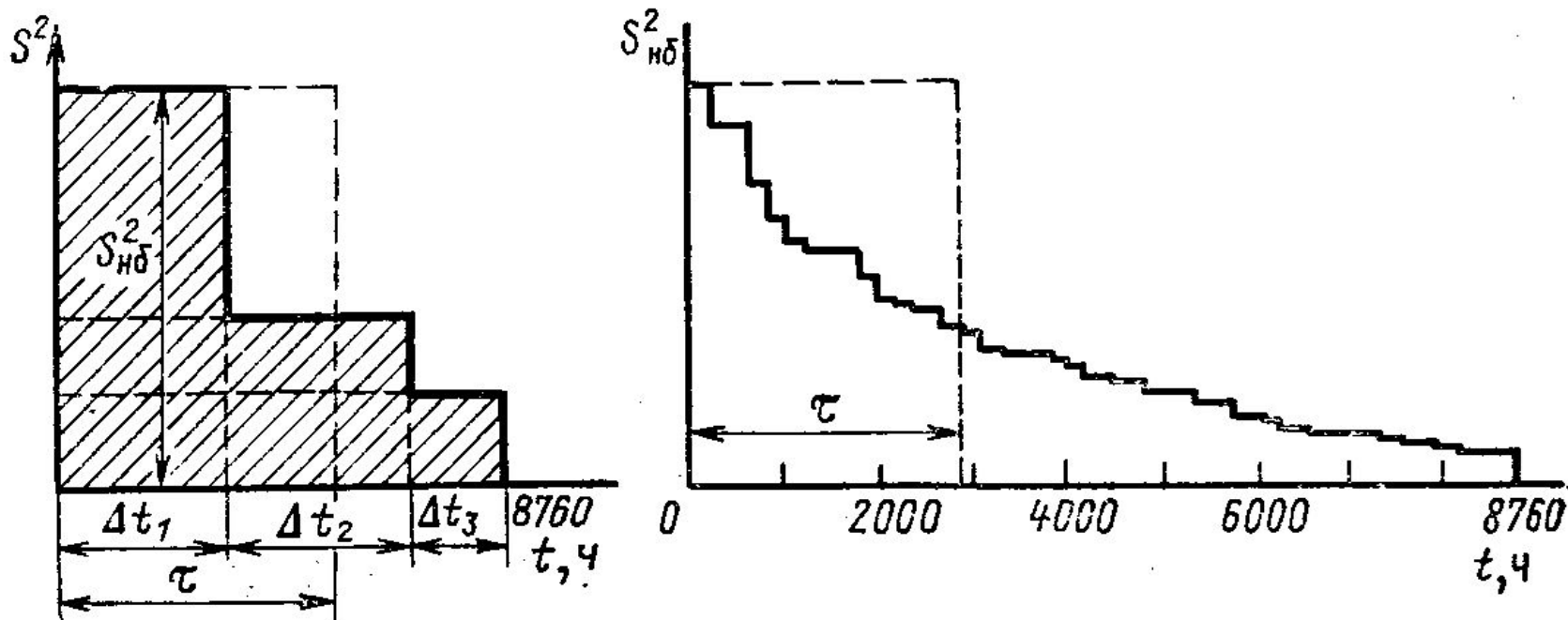
Одним из наиболее простых методов определения потерь является расчет потерь электроэнергии *по времени наибольших потерь*. Из всех режимов выбирается режим, в котором потери мощности наибольшие. Рассчитывая этот режим, определяем потери мощности в этом режиме $\Delta P_{нб}$

Потери энергии за год получаем, умножая эти потери мощности на время наибольших потерь τ :

$$\Delta W = \Delta P_{нб} \cdot \tau$$

Время наибольших потерь - это время, за которое при работе с наибольшей нагрузкой потери электроэнергии были бы те же, что и при работе по действительному графику нагрузки

$$\Delta W = \Delta P_1 t_1 + \Delta P_2 \Delta t_2 + \dots + \Delta P_N \Delta t_N = \Delta P_{нб} \tau$$



Время наибольших потерь τ представляет собой абсциссу прямоугольника, площадь которого равна площади трехступенчатого графика или многоступенчатого графика.

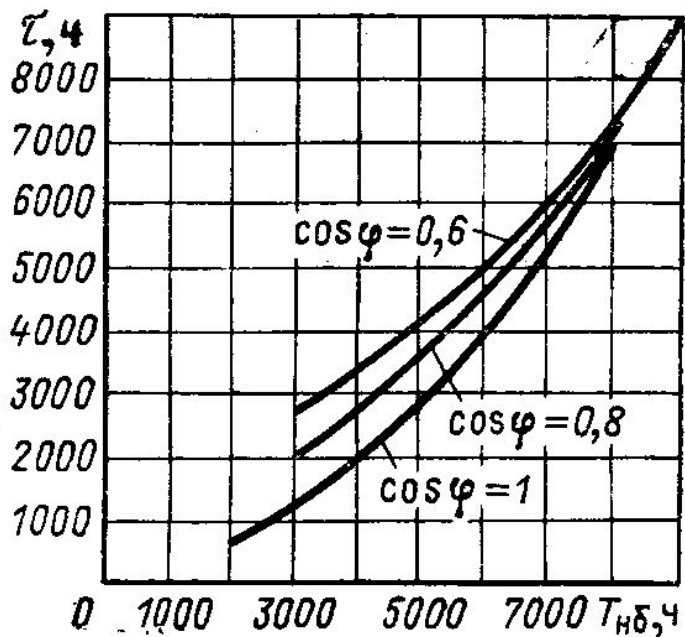
$$S_{нб}^2 \tau = \sum_{i=1}^N S_i^2 \Delta t_i$$

Для графиков пиковой формы величина τ определяется по следующей эмпирической формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{нб}}{10000} \right)^2 \cdot 8760.$$

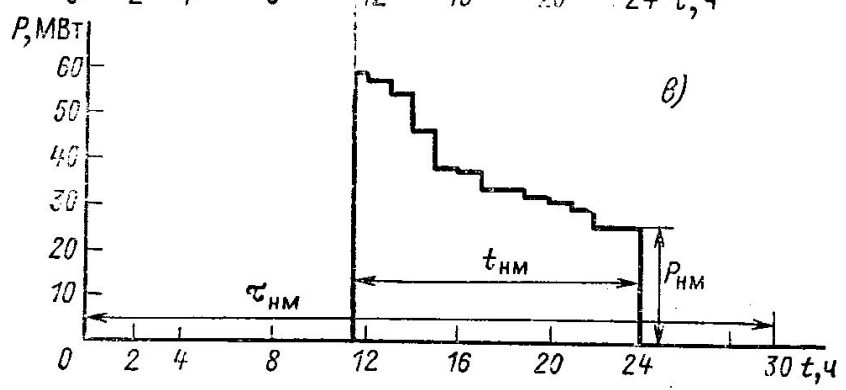
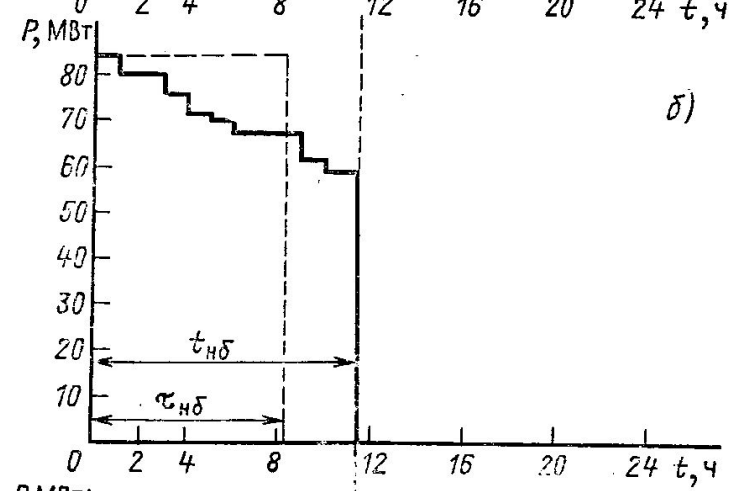
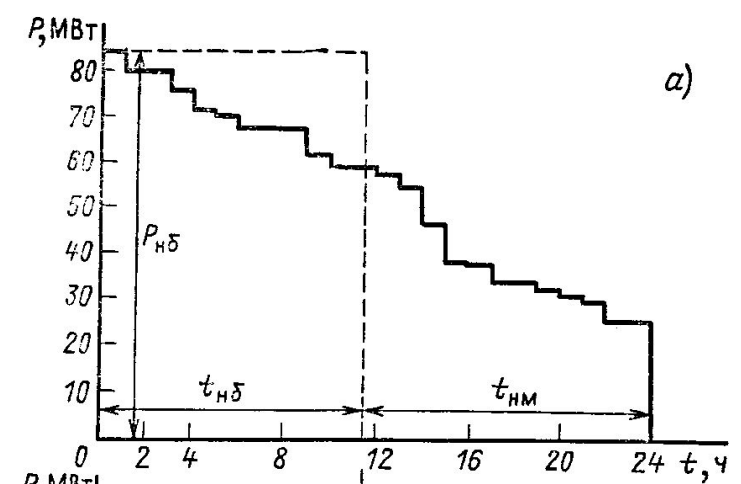
Формула может применяться только для года, т.е. для $T=8760$ ч. При меньших расчетных периодах для повышения точности расчета целесообразно использовать следующее выражение:

$$\tau = 2T_{нб} - T + \frac{T - T_{нб}}{1 + \frac{T_{нб}}{T} - \frac{2P_{нм}}{P_{нб}}} \left(1 - \frac{P_{нм}}{P_{нб}} \right)^2.$$



Порядок расчета потерь по методу τ следующий:

- 1) находим время наибольшей нагрузки, используя годовой график;
- 2) из графиков зависимостей $\tau = f(T_{\text{нб}})$, приведенных в справочной литературе, зная $\cos \varphi$ и $T_{\text{нб}}$, находим время наибольших потерь;
- 3) определяем потери в режиме наибольшей нагрузки;
- 4) находим потери энергии за год.




Определение ΔW методом 2τ

При известных за расчетный период активных и реактивных нагрузках узлов расчет потерь электроэнергии может быть проведен по средним нагрузкам узлов. Средняя нагрузка каждого узла определяется по показаниям счетчиков как отношение энергии, потребленной узлом, к величине расчетного периода. Выражение для расчета потерь электроэнергии по *методу средних нагрузок* имеет следующий вид:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{ср}} \Delta T,$$

где $\Delta P_{\text{ср}}$ - потери мощности в сети при задании в узлах средних нагрузок; ΔT - расчетный период, ч.

Данный метод можно использовать в сетях с относительно постоянными нагрузками.



Метод расчета потерь по *характерным режимам расчетного периода* разработан для более точного определения потерь электроэнергии в питающих сетях энергосистем. Суть метода заключается в замене реального процесса изменения нагрузок элементов сети за расчетный период несколькими характерными режимами. Обычно в качестве характерных режимов предлагается принимать максимумы и минимумы сезонных нагрузок при нормальной схеме работы сети, определяемые в день контрольных замеров. При проведении контрольного замера в энергосистеме регистрируется максимальное количество информации о параметрах режима.


КЛАССИФИКАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Мероприятия делятся на три группы: организационные, технические и мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии.

К **организационным** относят мероприятия по совершенствованию эксплуатационного обслуживания электрических сетей и оптимизации рабочих схем сетей и режимов их работы.

К **техническим** мероприятиям относятся мероприятия по реконструкции, модернизации или строительству сетей, замене или установке дополнительного оборудования.

Почти все технические мероприятия могут проводиться целью снижения потерь или с целью улучшения режима сети вообще. В последнем случае эффект снижения потерь будет сопутствующим.




Совершенствование систем технического и расчетного учета электроэнергии позволяет обеспечить расчеты по выбору мероприятий по снижению потерь более точной информацией и увеличить эффективность последних.

МЕТОДЫ УМЕНЬШЕНИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ПИТАЮЩИХ СЕТЯХ

Оптимизация режима питающей сети по реактивной мощности, напряжению и коэффициентам трансформации является одним из основных организационных мероприятий по снижению потерь электроэнергии. Задача оптимизации состоит в определении установившегося режима электрической сети, при котором были бы выдержаны технические ограничения и потери активной мощности в сети были бы минимальны.

При решении этой задачи считаются заданными активные мощности электрических станций P_{gi} , за исключением станции в узле баланса, а также активные и реактивные мощности узлов нагрузки P_{ni} , Q_{ni} . Учитываются ограничения-равенства в виде уравнений установившегося режима и ограничения-неравенства на контролируемые величины. Целевой (оптимизируемой) функцией являются потери активной мощности в сети ΔP .



Задача оптимизации режима сети может быть разделена по ступеням диспетчерской иерархии на следующие частные задачи:

- 1) регулирование уровня напряжения по сети в целом или отдельным ее участкам;
- 2) снижение влияния неоднородности сети за счет регулирования комплексных коэффициентов трансформации, т. е. регулирование потоков мощности в неоднородных замкнутых контурах сети;
- 3) размыкание сетей;
- 4) оптимальное распределение реактивной мощности между ее источниками.

Уровень напряжения в питающей сети - это некоторое среднее его значение для сети данной ступени трансформации в целом или какой-то ее части (вплоть до отдельной линии). Представление об уровне напряжения является тем более целесообразным, что его регулирование есть одна из наиболее эффективных мер снижения потерь активной мощности питающей сети.

$$\Delta U = \Delta U_* / U_{ном} \quad \Delta P_{*н\Delta U} = \frac{1}{(1 + \Delta U_*)^2} = \frac{1}{1 + 2\Delta U_* + \Delta U_*^2}.$$

$$\Delta P_{*н\Delta U} \approx \frac{1}{1 + 2\Delta U_*} = \frac{1 - 2\Delta U_*}{1 - (2\Delta U_*)^2}.$$

$$\Delta P_{*н\Delta U} = 1 - 2\Delta U_*$$

Таким образом, нагрузочные потери с ростом напряжения уменьшаются.

$$\Delta P_{*x\Delta U} = \left(1 - \frac{\Delta U}{U_*}\right)^2$$

$$\Delta P_{*x\Delta U} \approx 1 + 2\frac{\Delta U}{U_*}$$

При увеличении всех напряжений потери холостого хода в трансформаторах увеличиваются. Потери холостого хода в трансформаторах зависят от подводимого напряжения к их ответвлениям, а не от уровня напряжения в сети. Регулируя ответвления трансформаторов, можно снижать в них потери холостого хода.

Таким образом, поддержание рабочего напряжения в сети на предельно допустимом высшем уровне рационально с точки зрения снижения потерь мощности и электроэнергии. Для этого необходимо располагать достаточным арсеналом регулирующих устройств и обеспечить положительный баланс реактивной мощности в основных узлах сети. С точки зрения обеспечения требований к качеству напряжения у потребителей на вторичных шинах понижающих трансформаторов необходимо добиться напряжения 1,05-1,1 номинального для режимов максимальных и номинального - для режимов минимальных нагрузок.

Снижение влияния неоднородности замкнутых сетей - эффективное мероприятие, уменьшающее потери мощности и электроэнергии.

Можно показать, что минимуму потерь активной мощности в сети с r и x соответствует такое распределение мощностей P и Q , которое имеет место в сети только с активными сопротивлениями r .

Снижение влияния неоднородности сводится или к снижению неоднородности параметров сети, или к компенсации контурных уравнивающих токов. Первое достигается изменением сечений проводов, применением устройств продольной компенсации (УПК).

Компенсация контурных уравнивающих токов может быть выполнена двумя путями:

- 1) созданием компенсирующих уравнивающих токов, что соответствует регулированию потоков мощности в контуре;
- 2) размыканием пути протекания уравнивающих токов, т.е. размыканием контуров сети

Размыкание контуров сети - наиболее распространенный способ уменьшения потерь за счет снижения влияния неоднородности сетей. Задача состоит в определении таких точек размыкания в сети, при которых достигается минимум целевой функции потерь мощности (или потерь электроэнергии).

Оптимальное распределение реактивной мощности между ее источниками менее всего влияет на уменьшение потерь, поскольку в режимах больших нагрузок (когда можно ожидать наибольшего эффекта) возможности изменения распределения реактивных нагрузок оказываются весьма малыми. В режимах малых нагрузок из-за малых потерь значительного эффекта не получается.

Другие организационные мероприятия в питающих сетях. 1. Целесообразность использования генераторов электростанций в режиме синхронного компенсатора (СК) определяется для генераторов, которые на определенное время отключаются от сети.

2. Сокращение продолжительности технического обслуживания и ремонта основного оборудования электростанций и сетей

3. Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций

Технические мероприятия в питающих сетях включают в себя

- 1) установку компенсирующих устройств;
- 2) установку на эксплуатируемых подстанциях дополнительных и замену перегруженных силовых трансформаторов;
- 3) ввод в работу трансформаторов с РПН, линейных регуляторов напряжения, установка устройств автоматического регулирования коэффициента трансформации

УМЕНЬШЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ И СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Компенсация реактивной мощности (увеличение $\cos\phi$)

Снижение норм расхода электроэнергии на единицу выпускаемой продукции или на другой показатель производства

Регулирование суточного графика нагрузки и снижение пиков в часы максимума

Оптимизация режимов сети

Выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 380 В

Технические мероприятия по снижению потерь

замена перегруженных и недогруженных трансформаторов, ввод трансформаторов с РПН, автоматическое регулирование коэффициентов, ввод БК и автоматическое регулирование их мощности.

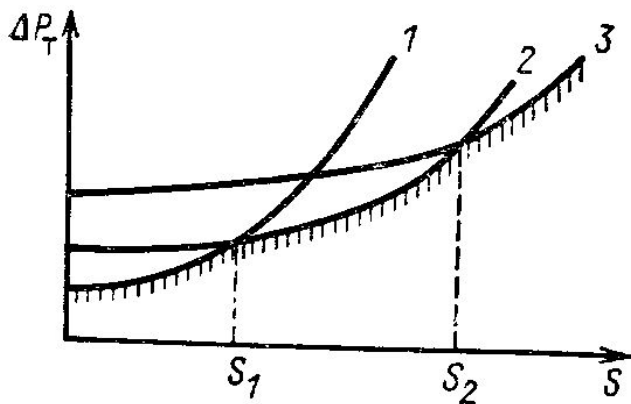
замена проводов на перегруженных линиях

перевод электрических сетей на более высокое номинальное напряжение

применение глубоких вводов питающих линий

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИЗМЕНЕНИЮ СХЕМЫ СЕТИ С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Экономически целесообразный режим работы трансформаторов



$$\Delta P_T = \Delta P_x \cdot k + \frac{1}{k} \frac{\Delta P_k S^2}{S_{НОМ}^2},$$

$$\Delta P_T = \Delta P_x \cdot (k - 1) + \frac{1}{k - 1} \frac{\Delta P_k S^2}{S_{НОМ}^2},$$

$$S_k = \sqrt{\frac{\Delta P_x k(k - 1)}{\Delta P_k}}.$$

$$S_{k+1} = \sqrt{\frac{\Delta P_x k(k + 1)}{\Delta P_k}}.$$

Размыкание контуров в питающих и распределительных сетях

Для осуществления экономичных разомкнутых режимов распределительной сети с наименьшими потерями ежегодно, до наступления осенне-зимнего максимума нагрузки, или даже несколько раз в год персоналом электросети разрабатывается так называемая нормальная схема эксплуатации с четко определенными точками размыкания контуров и условиями работы устройств релейной защиты и автоматики.

Размыкание более эффективно в городских сетях, чем в сельских. В городских сетях графики коммунально-бытовой нагрузки меньше зависят от сезона и точки размыкания имеют более постоянный характер. В сельских сетях нагрузка имеет явно выраженный сезонный график и точки размыкания надо изменять каждый сезон, а иногда и чаще.

Компенсация реактивной мощности

Баланс реактивной мощности

$$\sum Q_{\Gamma} = \sum Q_{\Pi} = \sum Q_{\text{H}} + \sum \Delta Q$$

Характерные режимы при составлении баланса реактивной мощности

наибольшей реактивной нагрузки (при наибольшем потреблении реактивной мощности и наибольшей необходимой мощности компенсирующих устройств);

наибольшей активной нагрузки, связанной с наибольшей загрузкой генераторов активной мощностью при наименьшей их реактивной мощности;

наименьшей активной нагрузки, связанной с отключением части генераторов и, следовательно, невозможностью генерации последними реактивной мощности;

послеаварийные и ремонтные, связанные с наибольшими ограничениями передаваемой реактивной мощности по сети.

Потребители реактивной мощности

Основными потребителями реактивной мощности в энергосистемах являются трансформаторы, ВЛЭП, АД, вентильные преобразователи, индукционные печи, сварочные агрегаты и др. На промышленных предприятиях основными потребителями реактивной мощности являются АД – на их долю приходится 65-70% всей потребляемой мощности, 20-25% приходится на трансформаторы, около 10% - на другие приемники и ВЛЭП.

Суммарная реактивная мощность нагрузки

$$\sum Q_{\text{H}} = \sum P_{\text{Hi}} \operatorname{tg} \varphi_i$$

Суммарные потери реактивной мощности в элементах сети

$$\sum \Delta Q = \sum \Delta Q_{\text{Л}} - \sum Q_{\text{С}} + \sum \Delta Q_{\text{Т}}$$

$$\sum \Delta Q_{\text{Л}} = \sum \frac{S_{\text{Л}i}^2}{U_{\text{НОМ}i}^2} \cdot X_{\text{Л}i}$$

$$\sum Q_{\text{С}} = U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_{\text{Л}}$$

$$\sum \Delta Q_{\text{Л}} \approx 0,1 S_{\text{Л}}$$

$$\sum Q_{\text{С}} \approx 0,1 S_{\text{Л}}$$

$$\sum \Delta Q_{\text{Л}} \approx \sum Q_{\text{С}}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах

При характерных значениях напряжения короткого замыкания на уровне 10%

$$\sum \Delta Q_T = \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot X_T = \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = S_{\text{НОМ}} \cdot \frac{U_K \%}{100} \approx 0,1 S_{\text{НОМ}}$$

Источники реактивной мощности

Синхронный генератор

Для явнополюсного синхронного генератора с ЭДС возбуждения E_q активная и реактивная мощности определяются следующим образом

$$P_{\Gamma} = \frac{E_q \cdot U_{\Gamma}}{X_d} \cdot \sin \delta + \frac{U_{\Gamma}^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \cdot \sin 2\delta$$

$$Q_{\Gamma} = \frac{E_q \cdot U_{\Gamma}}{X_d} \cdot \cos \delta - U_{\Gamma}^2 \left(\frac{\cos^2 \delta}{X_q} + \frac{\sin^2 \delta}{X_d} \right)$$

Неявнополюсный генератор

схема замещения представляет собой ЭДС E_q за реактивностью X_d

$$P_{\Gamma} = \frac{E_q \cdot U_{\Gamma}}{X_d} \cdot \sin \delta$$

$$Q_{\Gamma} = \frac{E_q \cdot U_{\Gamma}}{X_d} \cdot \cos \delta - \frac{U_{\Gamma}^2}{X_d}$$

Ограничения по режиму реактивной мощности для СГ

На режимы выдачи и потребления реактивной мощности СГ налагаются следующие ограничения:

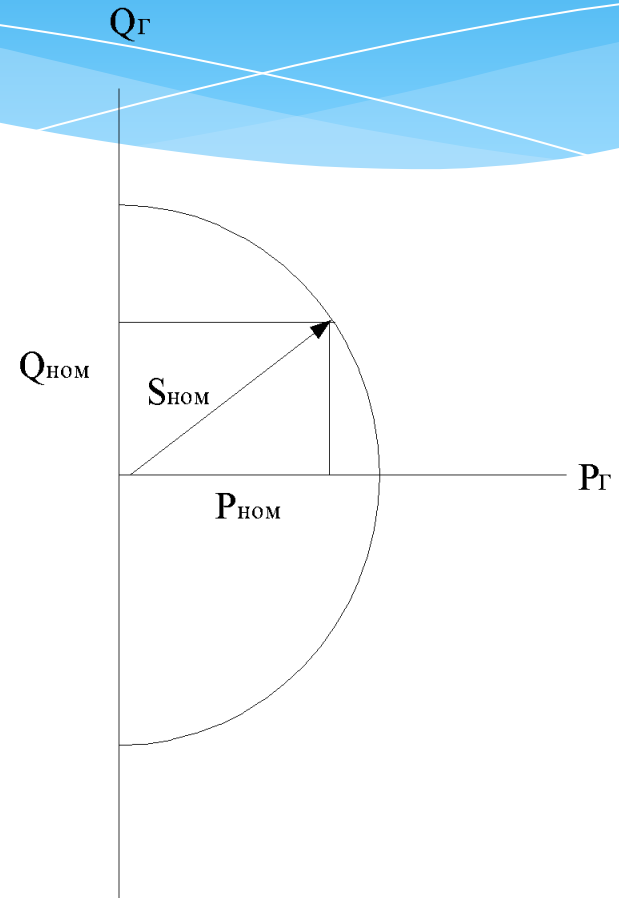
- 1) по номинальному току статора ($I_{\Gamma} \leq I_{\text{НОМ}}$) и, соответственно, по его полной трехфазной мощности $S_{\Gamma} \leq S_{\text{НОМ}}$;
- 2) по номинальному току возбуждения ($i_f \leq i_{f\text{НОМ}}$);
- 3) по минимальному току возбуждения $i_f \geq i_{f\text{min}}$.

Первое условие

$$I_{\Gamma} \leq I_{\text{НОМ}} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}}$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{\sqrt{P_{\text{НОМ}}^2 + Q_{\text{НОМ}}^2}}{U_{\text{НОМ}}}$$

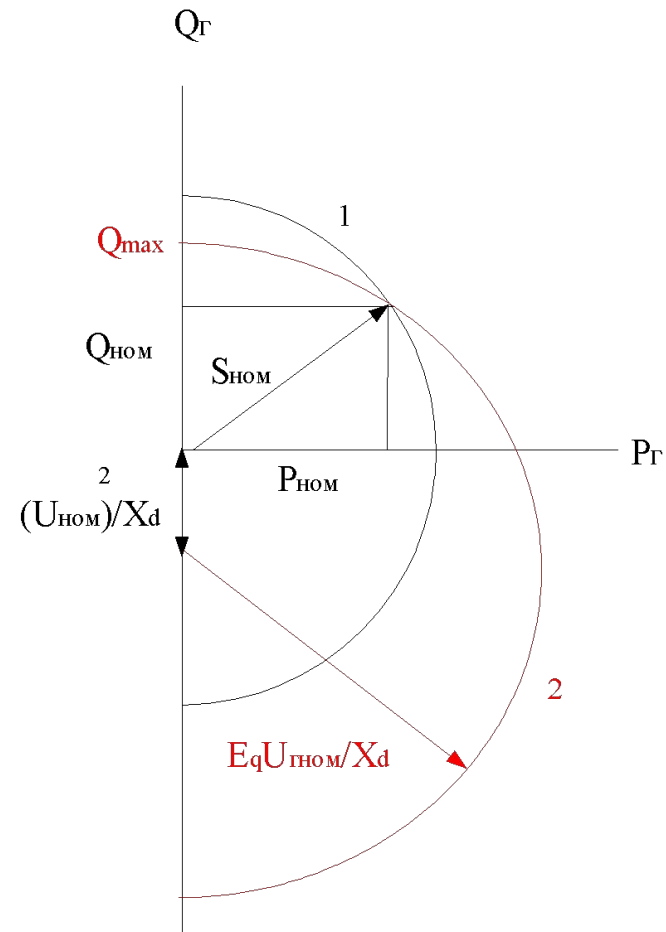
$$U_{\text{НОМ}}^2 \cdot I_{\text{НОМ}}^2 = P_{\text{НОМ}}^2 + Q_{\text{НОМ}}^2$$



Второе ограничение $E_q \leq E_{qном}$

$$E_q = \sqrt{\left(U_\Gamma + \frac{Q_\Gamma \cdot X_d}{U_\Gamma} \right)^2 + \left(\frac{P_\Gamma \cdot X_d}{U_\Gamma} \right)^2}$$

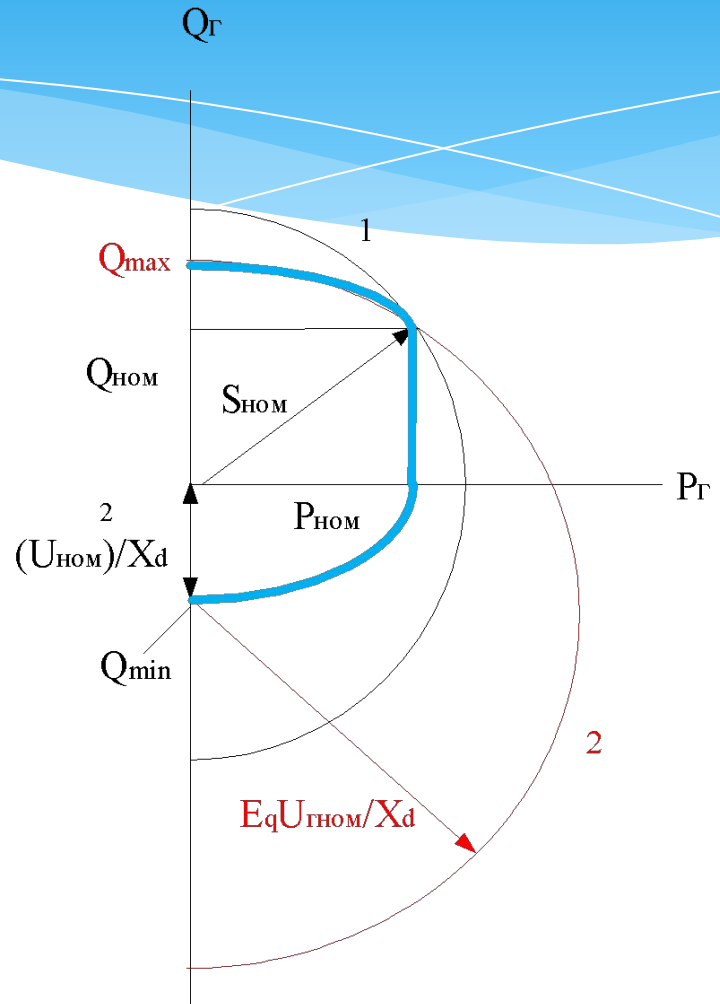
$$\left(\frac{E_{qном} \cdot U_{\Gammaном}}{X_d} \right)^2 = \left(\frac{U_{\Gammaном}^2}{X_d} + Q_\Gamma \right)^2 + P_\Gamma^2$$



Третье ограничение

Связано
с тепловыми режимами
генераторов
обычно

$$Q_{\min} \cong -\frac{1}{2} Q_{\max}$$



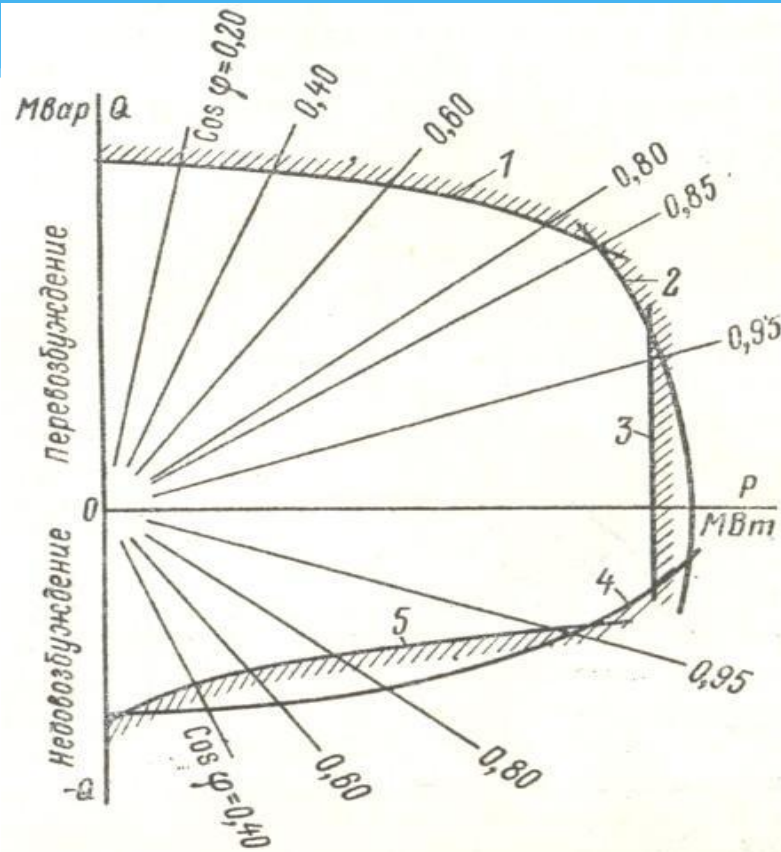
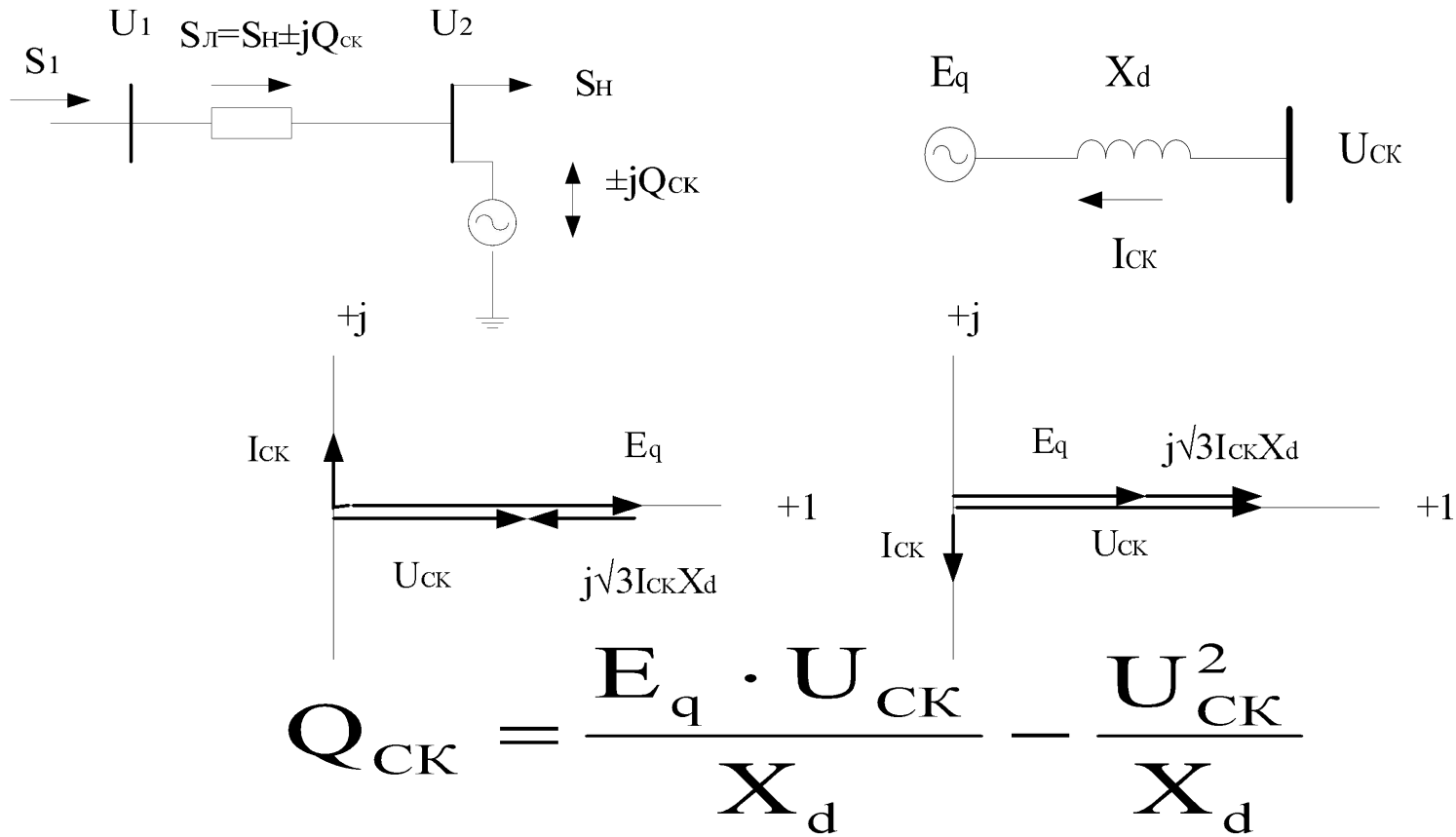


Рис. 33.3. Диаграмма мощности.

1 — зона, определяемая нагревом обмотки ротора; 2 — зона, определяемая нагревом обмотки статора; 3 — зона, определяемая наибольшей мощностью турбины; 4 — зона, определяемая нагревом элементов в концевых частях статора; 5 — зона, определяемая устойчивостью.

Синхронный компенсатор



Положительными свойствами СК как источников реактивной мощности являются:

возможность увеличения генерируемой мощности при понижении напряжения в сети вследствие регулирования тока возбуждения;

возможность плавного и автоматического регулирования генерируемой реактивной мощности.

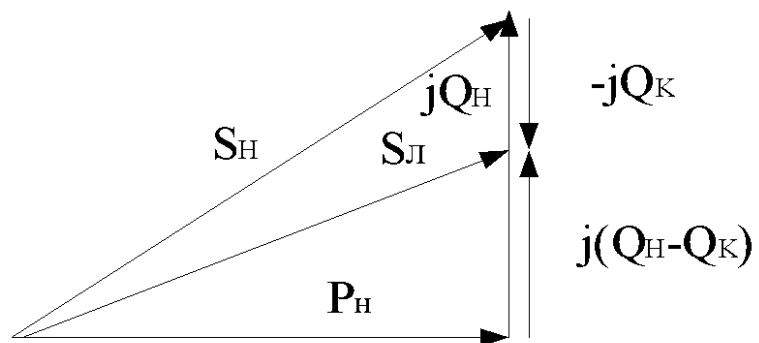
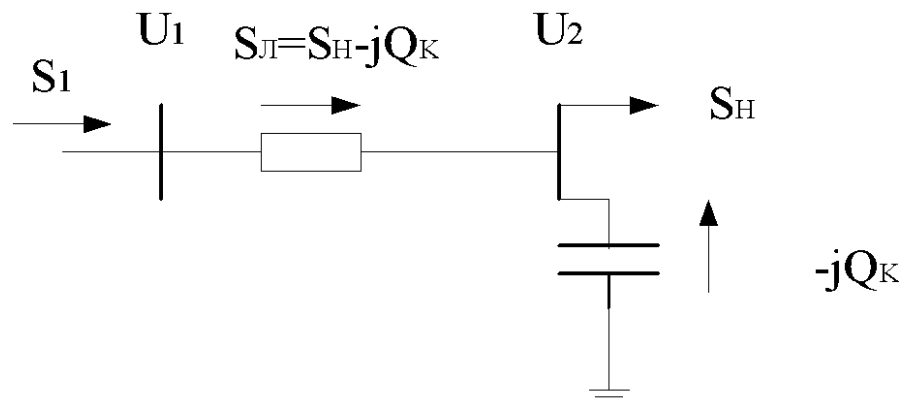
Конденсаторные батареи

Батареи (статических) конденсаторов (БСК, БК) применяются для двух видов компенсации:

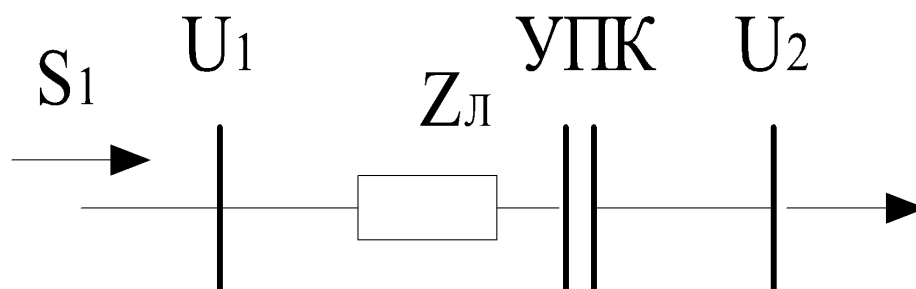
для генерации реактивной мощности в узлах сети – поперечной компенсации, их еще называют шунтовыми БК;

для уменьшения реактивного сопротивления линий – продольной компенсации, это УПК.

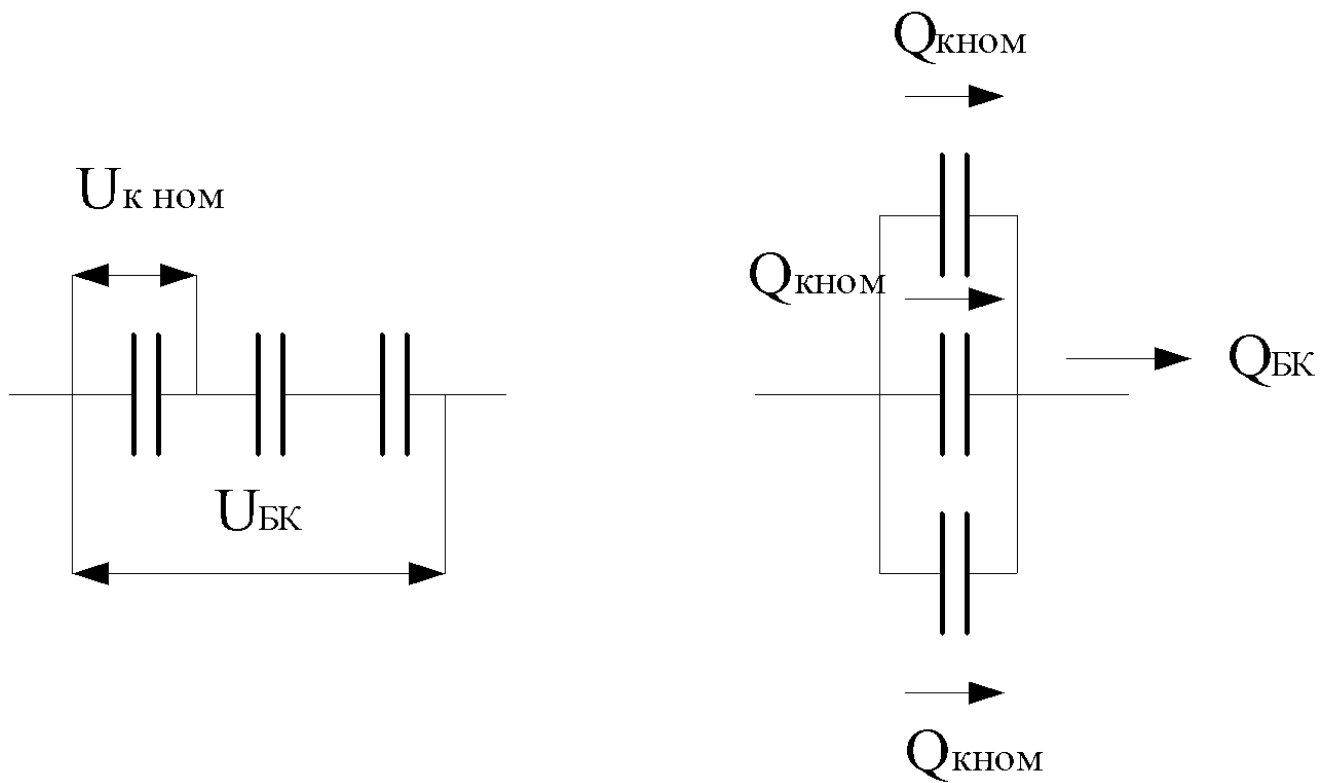
ШУНТОВЫЕ БК



Установки продольной компенсации

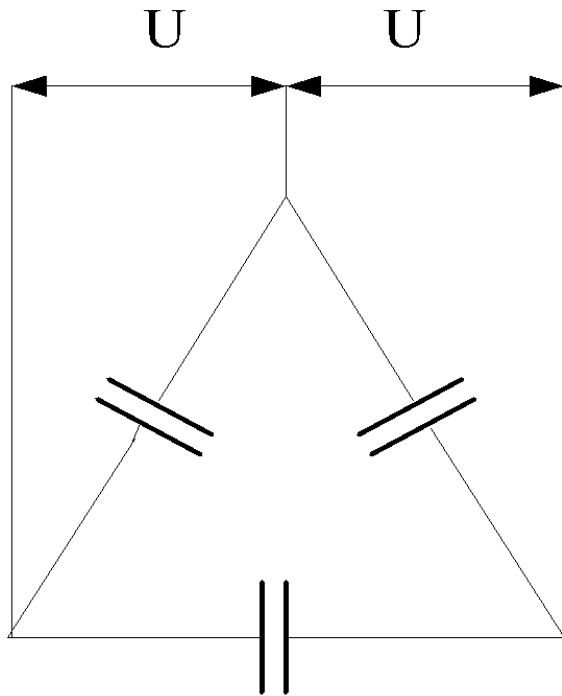


Соединение конденсаторов в батареях

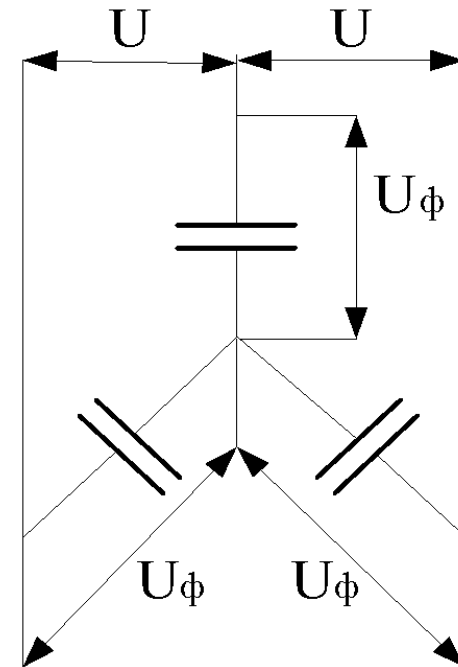


Соединение конденсаторов в звезду и треугольник

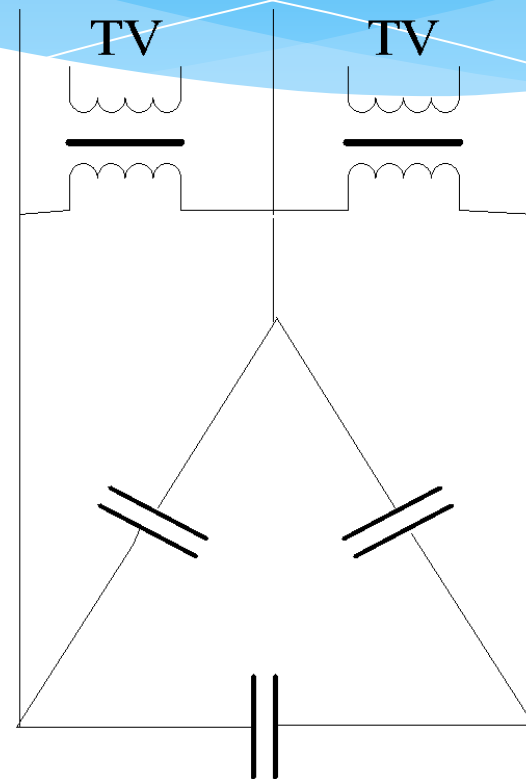
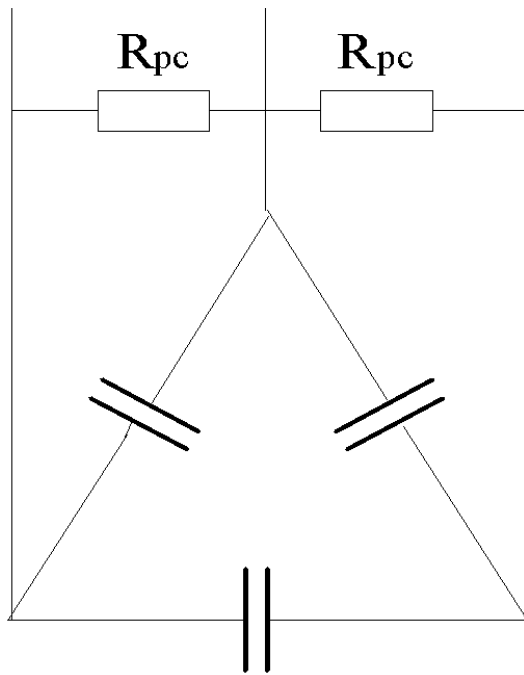
$$Q_C = 3U_{\text{НОМ}}^2 \omega C = 9U_{\Phi}^2 \omega C$$



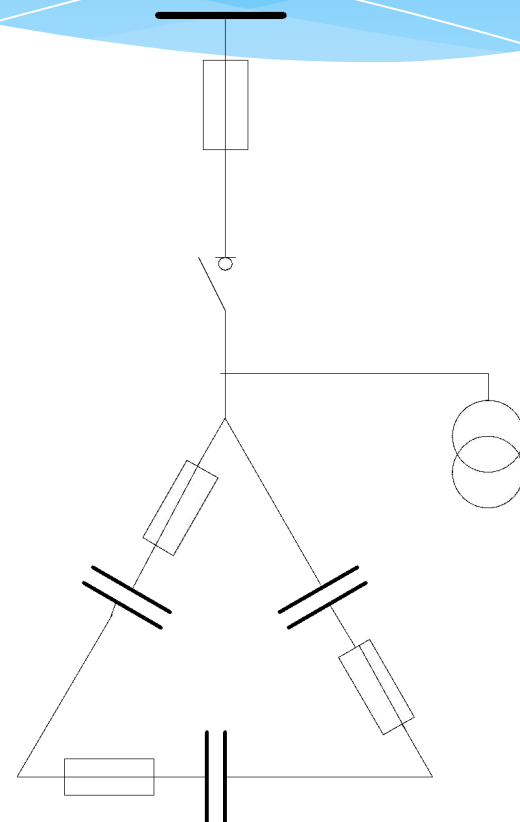
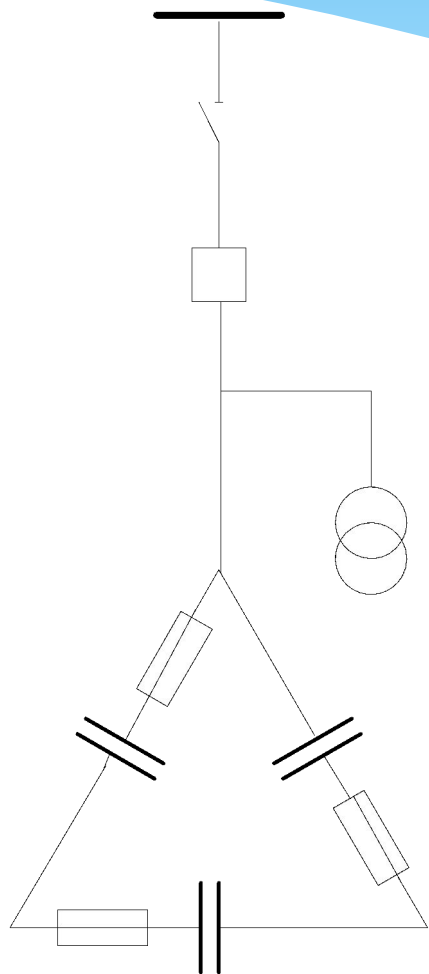
$$Q_C = 3U_{\Phi}^2 \omega C$$



Разрядные сопротивления для конденсаторных батарей



Защита конденсаторов



Основные достоинства и недостатки БК

Основные достоинства БК по сравнению с другими КУ:

возможность применения как на низком, так и на высоком напряжении;

малые потери активной мощности;

простота эксплуатации и монтажа.

Недостатки БК:

зависимость генерируемой реактивной мощности от напряжения;

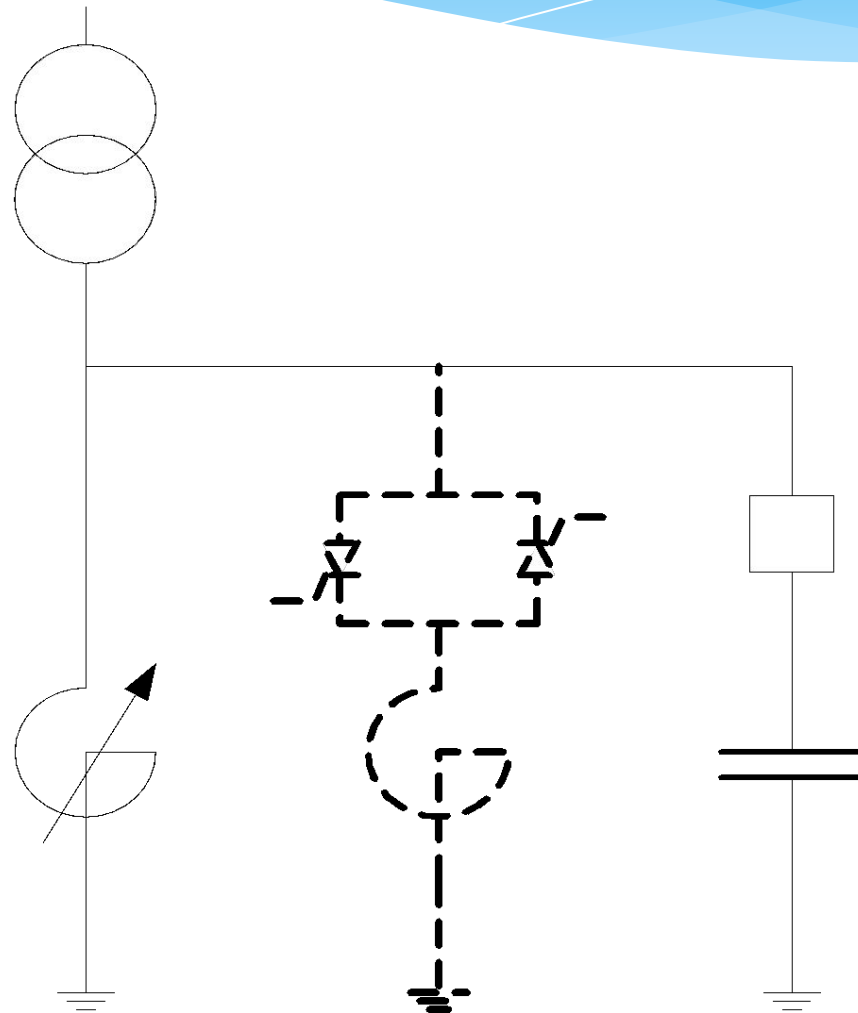
невозможность потребления реактивной мощности;

ступенчатое регулирование и невозможность плавного изменения реактивной мощности;

чувствительность к искажениям кривой питающего напряжения;

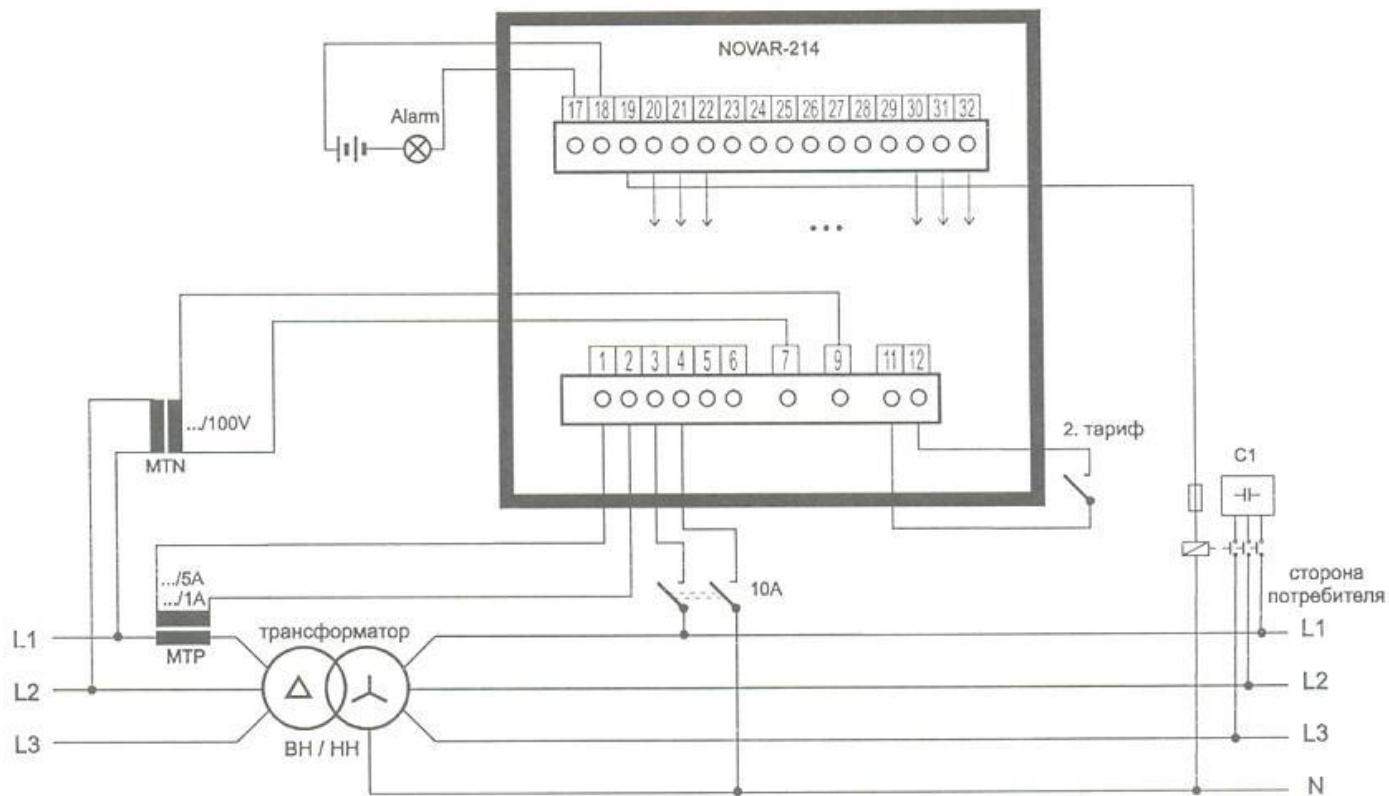
малый срок службы.

Статические компенсаторы



Регуляторы реактивной мощности

Novar-214 - монтаж, измерения с ВН



Принципы расстановки КУ в сетях

$$W_{QЭ} = k_3 \cdot \operatorname{tg}\varphi_{Э} \cdot W_{\text{АКТ}}$$

$$W_{QТ.П} = k_3 \cdot \operatorname{tg}\varphi_{П} \cdot W_{\text{АКТ}}$$

$$W_{QТ.Г} = (1 - k_3) \cdot \operatorname{tg}\varphi_{Г} \cdot W_{\text{АКТ}}$$

k_3 - коэффициент заполнения графика нагрузки активной энергии за расчетный период

$\operatorname{tg}\varphi_{Э}$ - экономическое значение коэффициента реактивной мощности

$\operatorname{tg}\varphi_{П}$ - нормативное значение коэффициента реактивной мощности, $\operatorname{tg}\varphi_{П} = 0,7$;

$\operatorname{tg}\varphi_{Г}$ - нормативное значение коэффициента реактивной мощности, используемое для определения технических пределов $\operatorname{tg}\varphi_{Г}$ генерации $= 0,1$.

ГОСТ Р 54149-2010

самостоятельно

Медленные изменения напряжения электропитания (как правило, продолжительностью более 1 мин) обусловлены обычно изменениями нагрузки электрической сети.

Показателями КЭ, относящимися к медленным изменениям напряжения электропитания, являются отрицательное и положительное отклонения напряжения электропитания в точке передачи электрической энергии от номинального/согласованного значения, %:

$$\delta U_{(-)} = [(U_0 - U_{m(-)}) / U_0] \cdot 100\%$$

$$\delta U_{(+)} = [(U_{m(+)} - U_0) / U_0] \cdot 100\%$$

где $U_{m(-)}$, $U_{m(+)}$ - значения напряжения электропитания, меньшие и большие U_0 соответственно, усредненные в интервале времени 10 мин

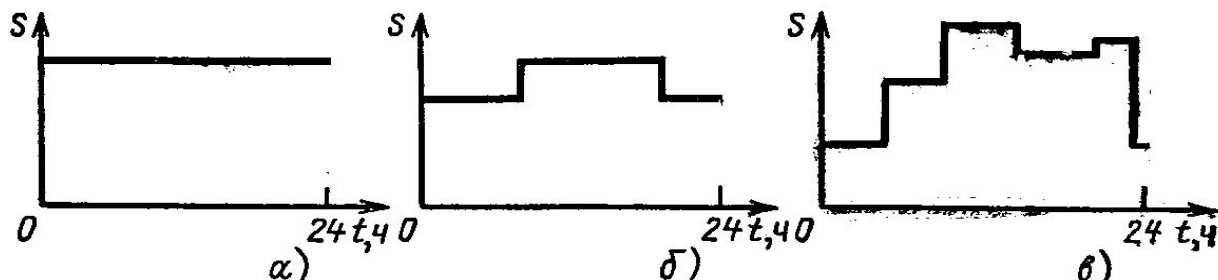
МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Регулированием напряжения называют процесс изменения уровней напряжения в характерных точках электрической системы с помощью специальных технических средств.

Локальное регулирование напряжения может быть *централизованным*, т. е. проводится в центре питания (ЦП), и *местным*, т. е. проводится непосредственно у потребителей.

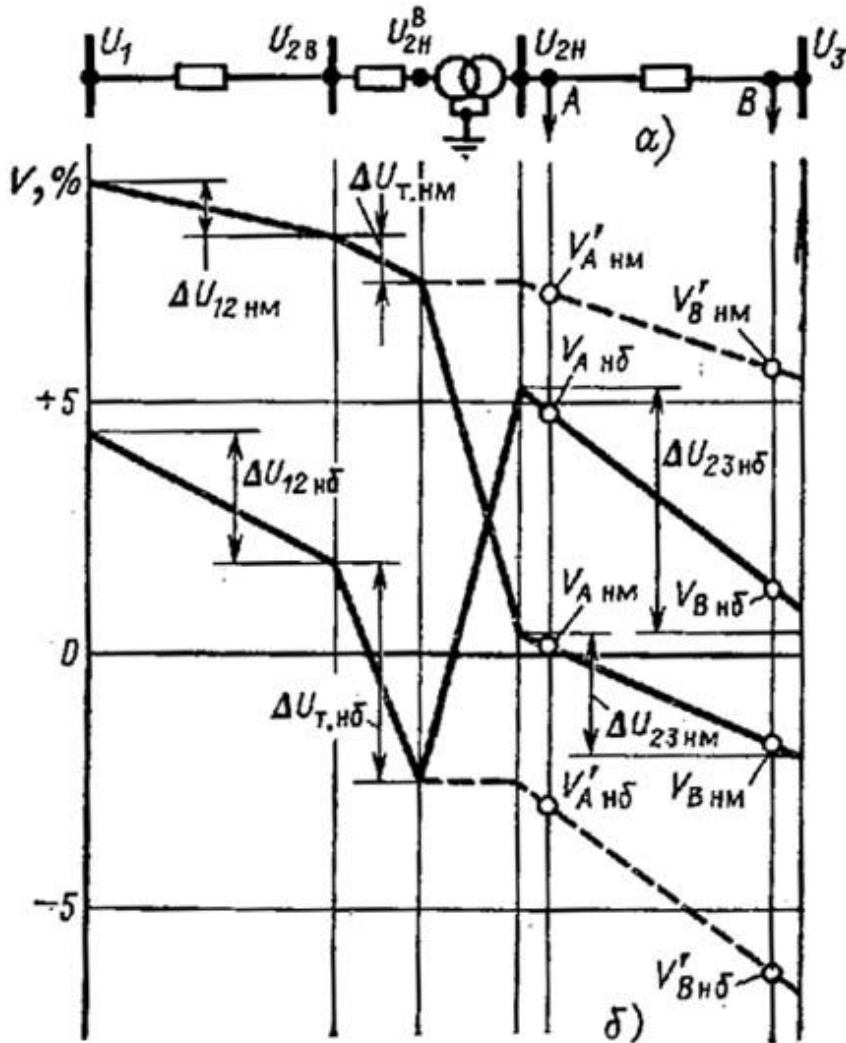
Местное регулирование напряжения можно подразделить на *групповое* и *индивидуальное*. *Групповое регулирование* осуществляется для группы потребителей, а *индивидуальное* — в основном в специальных целях.

В *централизованном регулировании* напряжения можно выделить три подтипа: стабилизация напряжения; двухступенчатое регулирование напряжения; встречное регулирование напряжения.



ВСТРЕЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

$$U_{2B} = U_1 - \Delta U_{12}$$



В режиме наименьших нагрузок уменьшают напряжение

$$U_{2H. \text{ нм}} \geq U_{\text{ ном}}$$

В режиме наибольших нагрузок увеличивают напряжение

$$U_{2H. \text{ нб}} \geq 1,05—1,1 U_{\text{ ном}}$$

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Изменение напряжения генераторов возможно за счет регулирования тока возбуждения. Не меняя активную мощность генератора, можно изменять напряжение только в пределах $\pm 0,05U_{\text{НОМ.Г}}$, т.е. от $0,95U_{\text{НОМ.Г}}$ до $1,05U_{\text{НОМ.Г}}$.

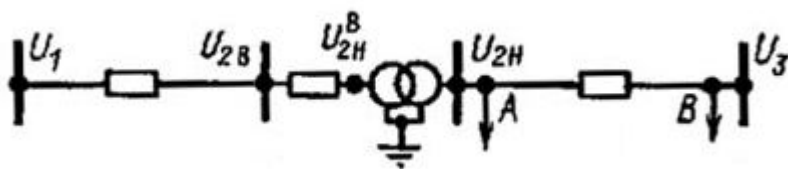
Генераторы электростанций являются только вспомогательным средством регулирования по двум причинам:

- 1) недостаточен диапазон регулирования напряжения генераторами;
- 2) трудно согласовать требования по напряжению удаленных и близких потребителей.

Как единственное средство регулирования генераторы применяются только в случае системы простейшего вида — типа станция — нераспределенная нагрузка. В этом случае на шинах изолированно работающих электростанций промышленных предприятий осуществляется встречное регулирование напряжения. Изменением тока возбуждения генераторов повышают напряжение в часы максимума нагрузок и снижают в часы минимума.

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ НА ПОНИЖАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЯХ

По конструктивному выполнению различают два типа трансформаторов понижающих подстанций: а) с переключением регулировочных ответвлений без возбуждения, т. е. с отключением от сети (сокращенно «трансформаторы с ПБВ»); б) с переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой (сокращенно «трансформаторы с РПН»). Обычно регулировочные ответвления выполняются на стороне высшего напряжения трансформатора, которая имеет меньший рабочий ток. При этом облегчается работа переключающего устройства.



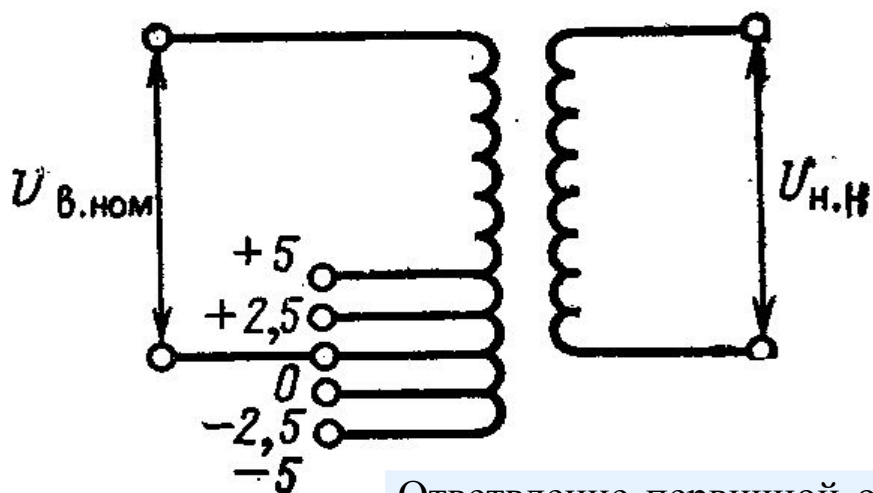
$$U_{2B} = U_1 - \Delta U_C, \quad U_{2H}^B = U_{2B} - \Delta U_T.$$

$$U_{2H} = \frac{U_{2H}^B}{n_T} = U_{2H}^B \frac{U_{H.NOM}}{U_{OTB}},$$

$$U_{2H.NB}^{ЖЕЛ} = U_{НОМ} + U_{НБ}^{ЖЕЛ} \% ; \quad U_{2H.НМ}^{ЖЕЛ} = U_{НОМ} + U_{НМ}^{ЖЕЛ} \%$$

$$U_{\text{ОТВ.НБ}} = U_{2\text{Н.НБ}}^B \frac{U_{\text{Н.НОМ}}}{U_{2\text{Н.НБ}}^{\text{ЖЕЛ}}},$$

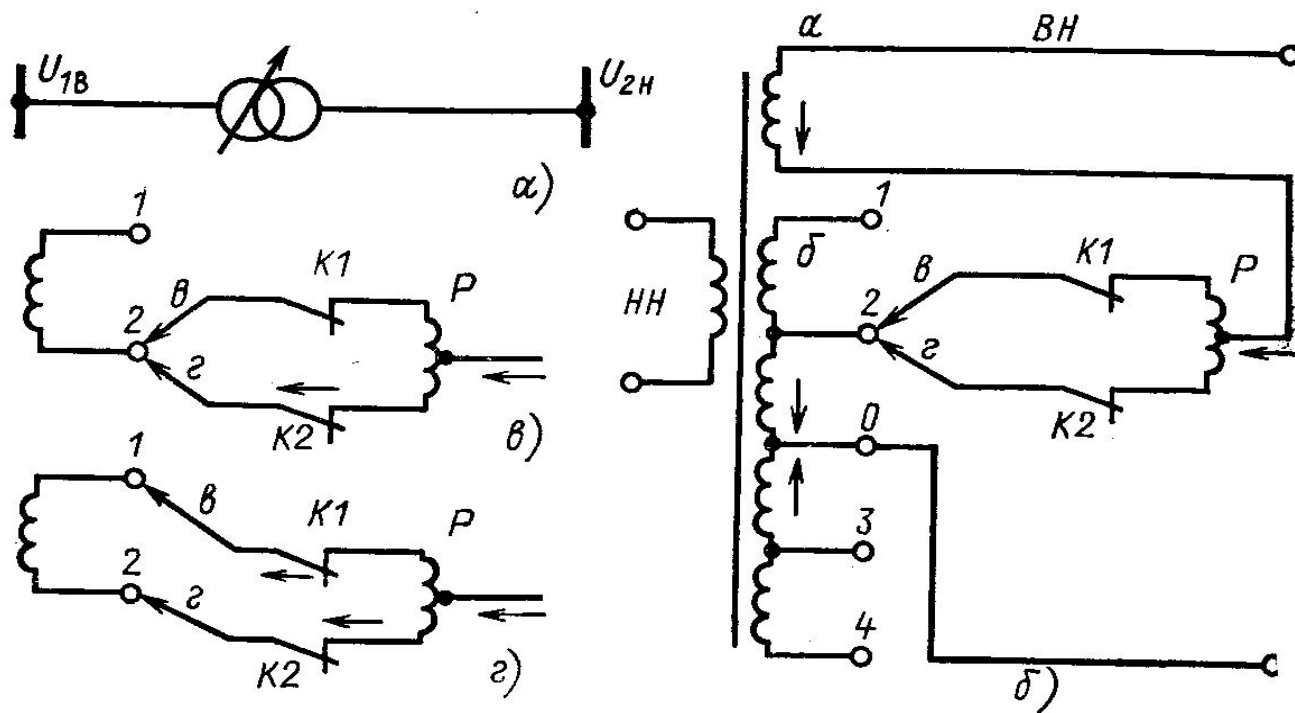
$$U_{\text{ОТВ.НМ}} = U_{2\text{Н.НМ}}^B \frac{U_{\text{Н.НОМ}}}{U_{2\text{Н.НМ}}^{\text{ЖЕЛ}}},$$



Трансформаторы без регулирования под нагрузкой (ПВВ) в настоящее время изготавливают с основным и четырьмя дополнительными ответвлениями

Ответвление первичной обмотки, %	+5	+2,5	0	-2,5	-5
Напряжение на стороне НН при холостом ходе ($U_T/U_{НОМ.С}$)	1	1,025	1,05	1,075	1,1
Добавка напряжения, %	0	+2,5	+5	+7,5	10

Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой, со встроенным устройством РПН отличаются от трансформаторов с ПБВ наличием специального переключающего устройства, а также увеличенным числом ступеней регулировочных ответвлений и диапазоном регулирования. Например, для трансформаторов с номинальным напряжением основного ответвления обмотки ВН, равным 115кВ, предусматриваются диапазоны регулирования +16 % при 18 ступенях регулирования по 1,78 % каждая.

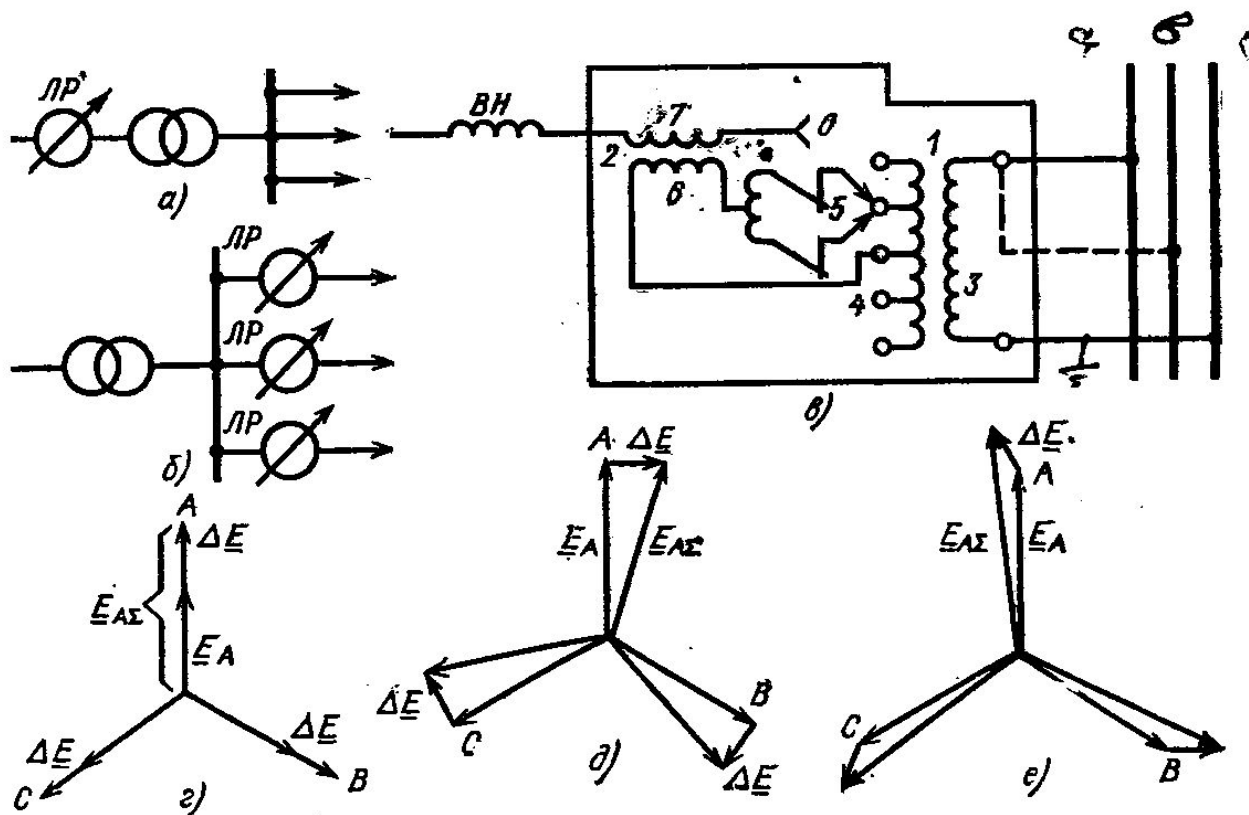


Обмотка ВН этого трансформатора состоит из двух частей: нерегулируемой *a* и регулируемой *б*. На регулируемой части имеется ряд ответвлений к неподвижным контактам 1, 4. Ответвления 1, 2 соответствуют части витков, включенных согласно с витками основной обмотки. При включении ответвлений 1, 2 коэффициент трансформации трансформатора увеличивается. Ответвления 3, 4 соответствуют части витков, соединенных встречно по отношению к виткам основной обмотки. Их включение уменьшает коэффициент трансформации, так как компенсирует действие части витков основной обмотки. Основным выводом обмотки ВН трансформатора является точка *O*. Число витков, действующих согласно и встречно с витками основной обмотки, может быть неодинаковым. На регулируемой части обмотки имеется переключающее устройство, состоящее из подвижных контактов *в* и *г*, контактов *K1* и *K2* и реактора *P*. Середина обмотки реактора соединена с нерегулируемой частью обмотки *a* трансформатора. Нормально ток нагрузки обмотки ВН распределяется поровну между половинами обмотки реактора. Поэтому магнитный поток мал и потеря напряжения в реакторе также мала.

Требуется переключить устройство с ответвления 2 на ответвление 1. При этом отключают контактор $K1$, переводят подвижный контакт β на контакт ответвления 1 и вновь включают контактор $K1$. Таким образом, секция 1, 2 обмотки оказывается замкнутой на обмотку реактора P . Значительная индуктивность реактора ограничивает уравнивающий ток, который возникает вследствие наличия напряжения на секции 1, 2 обмотки. После этого отключают контактор $K2$, переводят подвижный контакт γ на контакт ответвления 1 и включают контактор $K2$.

С помощью РПН можно менять ответвления и коэффициент трансформации под нагрузкой в течение суток, выполняя таким образом требования встречного регулирования

Линейные регулировочные трансформаторы (ЛР) и последовательные регулировочные трансформаторы применяются для регулирования напряжения в отдельных линиях или в группе линий.



Линейный регулировочный трансформатор — статический электрический аппарат, который состоит из последовательного 2 и питающего 1 трансформаторов. Первичная обмотка питающего трансформатора 3 может получать питание от фазы A или от фаз B, C . Вторичная обмотка 4 питающего трансформатора содержит такое же устройство переключения контактов под нагрузкой 5, как и в РПН. Один конец первичной обмотки 6 последовательного трансформатора 6 подключен к средней точке вторичной обмотки 4 питающего трансформатора, другой — к переключающему устройству 5. Вторичная обмотка 7 последовательного трансформатора соединена последовательно с обмоткой ВН силового трансформатора, и добавочная ЭДС ΔE в обмотке 7 складывается с ЭДС в обмотке ВН.

Если на первичную обмотку 3 питающего трансформатора подается напряжение фазы A (сплошные линии), то ЭДС обмотки ВН силового трансформатора с помощью устройства РПН, описанного выше, регулируется по модулю. При этом $E_{A\Sigma}$ — модуль результирующей ЭДС обмотки ВН силового трансформатора и обмотки 7 линейного регулятора равен

$$E_{A\Sigma} = E_A + \Delta E ,$$

где E_A — модуль ЭДС в фазе A обмотки ВН силового трансформатора.

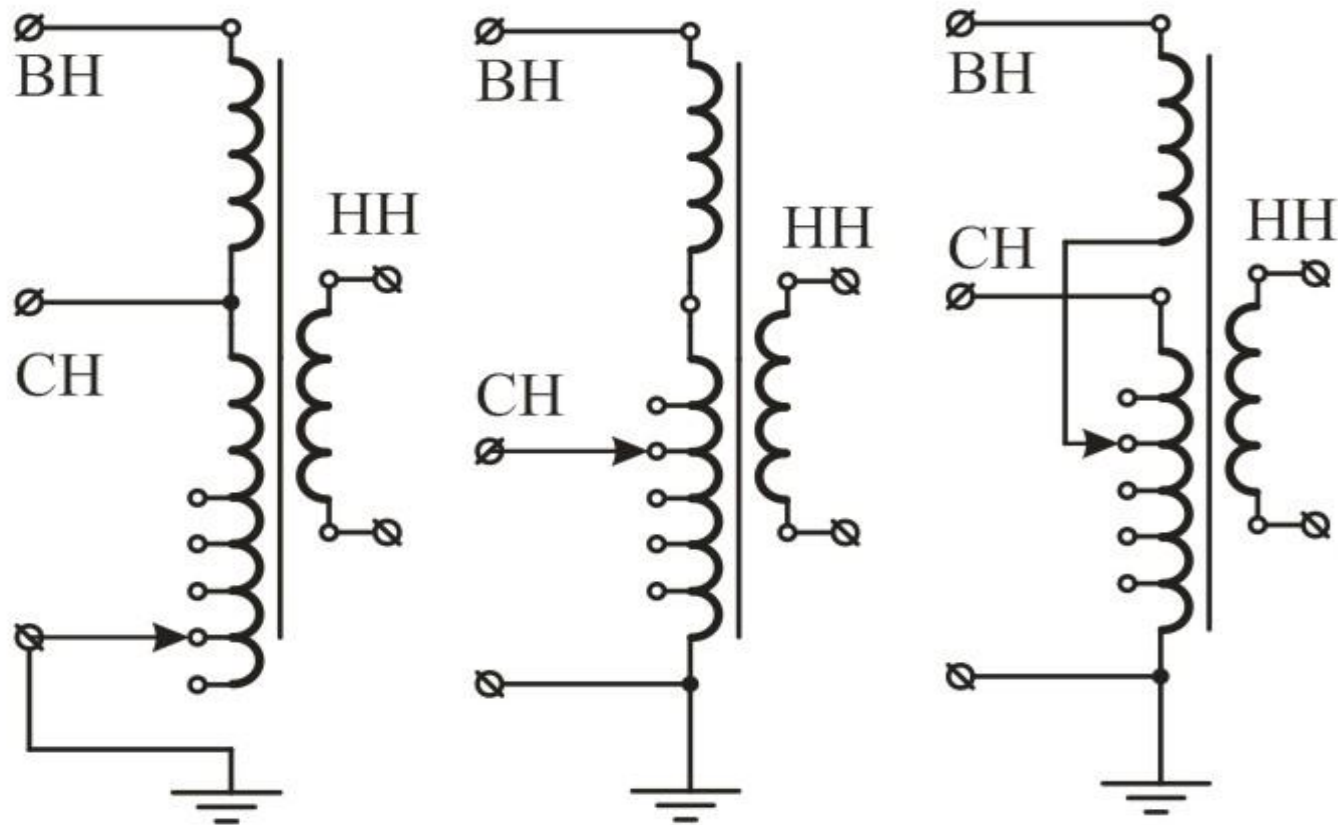
Если обмотка 3 подключается к двум фазам B и C (штриховые линии), то результирующая ЭДС обмоток ВН и 7 изменяется по фазе

$$\underline{E}_{A\Sigma} = \underline{E}_A + \Delta\underline{E}.$$

Регулирование напряжения по модулю, когда $\Delta\underline{E}$ и \underline{E}_A совпадают по фазе, называется *продольным*. При таком регулировании коэффициент трансформации n_T — действительная величина. Регулирование напряжения по фазе, когда $\Delta\underline{E}$ и \underline{E}_A сдвинуты на 90° , называется *поперечным*. Регулирование напряжения по модулю и фазе называется *продольно-поперечным*. В этом случае обмотка 3 подключена к фазам A и B . При продольно-поперечном регулировании коэффициент трансформации n_T — комплексная величина.

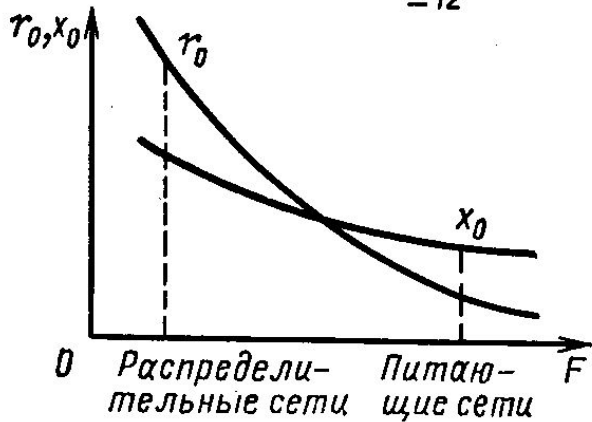
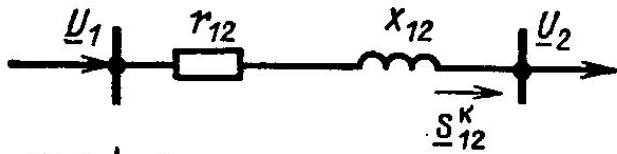
Линейные регулировочные трансформаторы большой мощности изготавливаются трехфазными, мощностью 16—100 МВА с РПН $\pm 15\%$ на 6,6—38,5 кВ; последовательные регулировочные трансформаторы — трехфазными мощностью 92 и 240 МВА на 150 и 35 кВ.

Автотрансформаторы 220—330 кВ сейчас выпускаются с РПН, встроенным на линейном конце обмотки среднего напряжения. Ранее для автотрансформаторов устройство РПН выполнялось встроенным в нейтраль, при этом изменение коэффициентов трансформации между обмотками ВН и СН и обмотками ВН и НН нельзя было производить независимо друг от друга и нельзя было осуществлять встречное регулирование одновременно на среднем и низшем напряжениях. В настоящее время с помощью РПН, встроенного на линейном конце обмотки СН, можно изменять под нагрузкой коэффициент трансформации только для обмоток ВН—СН. Если требуется одновременно изменить под нагрузкой коэффициент трансформации между обмотками ВН и НН, то необходимо установить дополнительно линейный регулятор последовательно с обмоткой НН автотрансформатора. С экономической точки зрения такое решение оказывается более целесообразным, чем изготовление автотрансформаторов с двумя встроенными устройствами РПН

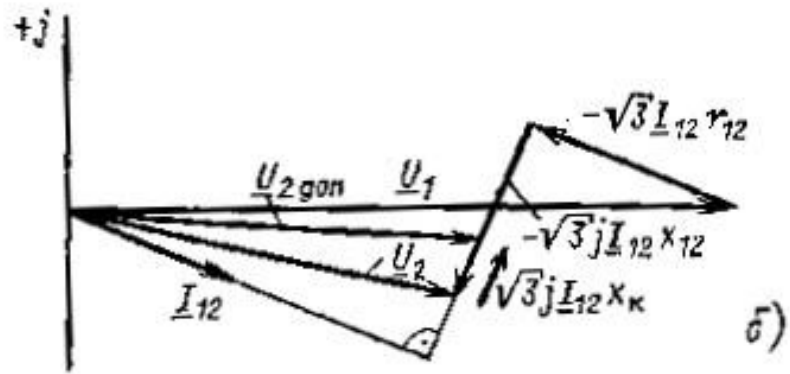
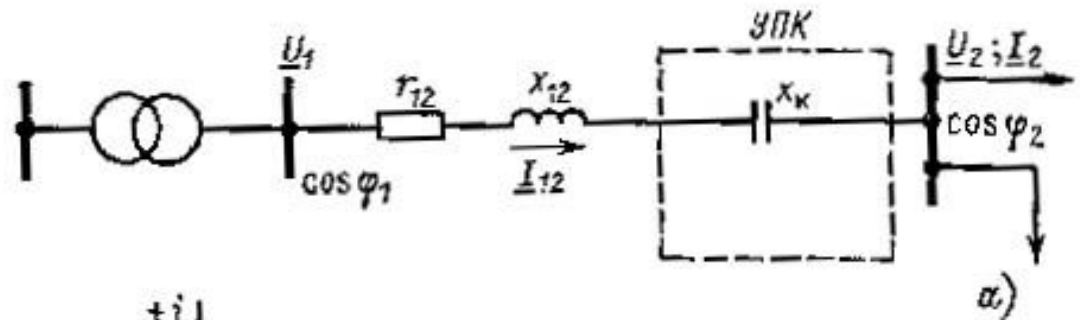


Принципиальные схемы *AT* с РПН в нейтрали обмоток (*а*), на стороне СН (*б*), на стороне ВН (*в*)

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЕМ СОПРОТИВЛЕНИЯ СЕТИ

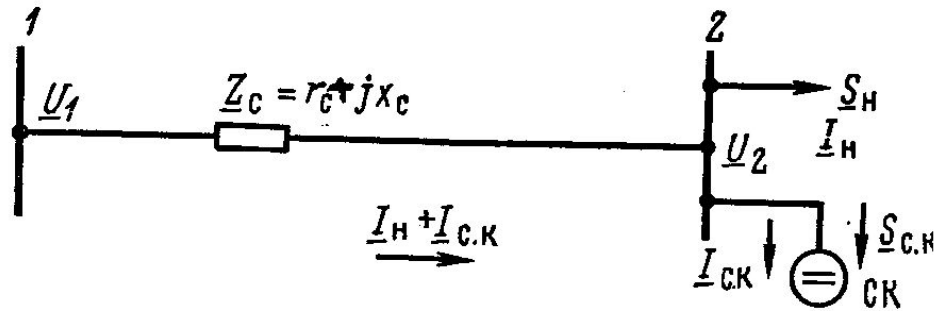


$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^K r_{12} + Q_{12}^K x_{12}}{U_2},$$

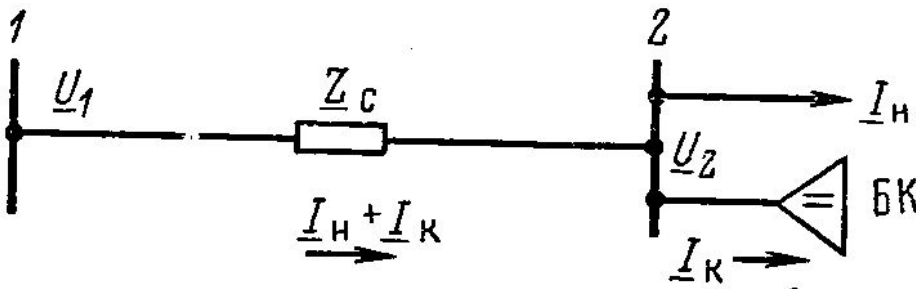


РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЕМ ПОТОКОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

$$U_2 = U_1 - \frac{P_H r_c + Q_H x_c}{U_2},$$



$$U_2 = U_1 - \frac{P_H r_c + (Q_H - Q_{c.K}) x_c}{U_2},$$



$$Q_K = \frac{\Delta U_{REG}^*}{x_c} U_{НОМ}^2.$$

$$\Delta U_{REG}^* = \frac{U_{2.ДОП} - U_2}{U_{НОМ}}.$$

РАБОЧИЕ РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

**БАЛАНС АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ЕГО СВЯЗЬ
С ЧАСТОТОЙ**

В каждый момент времени в установившемся режиме системы ее электрические станции должны вырабатывать мощность, равную мощности потребителей, и покрывать потери в сети — должен соблюдаться баланс вырабатываемой и потребляемой мощностей:

$$\Sigma P_G = \Sigma P_{II} = \Sigma P_H + \Sigma \Delta P$$

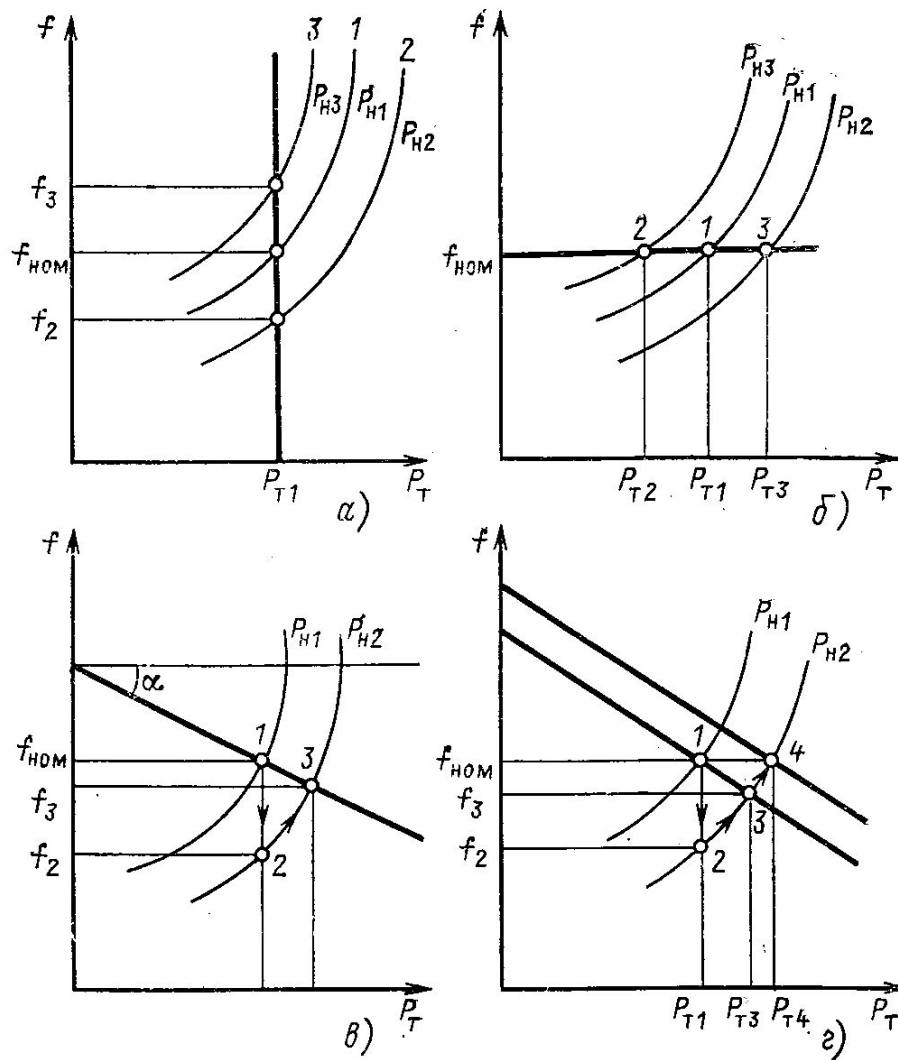
При неизменном составе нагрузок системы потребляемая ими мощность связана с частотой переменного тока. При нарушении исходного баланса частота принимает новое значение. Снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению частоты, ее возрастание обуславливает рост частоты.

К поддержанию частоты в электрических системах предъявляются повышенные требования, так как следствием больших отклонений могут являться выход из строя оборудования станций, понижение производительности двигателей, нарушение технологического процесса и брак продукции.

Во всех режимах должен быть определенный резерв мощности, реализуемый при соответствующем росте нагрузок. Резерв может быть горячим (генераторы загружаются до мощности меньше номинальной и очень быстро набирают нагрузку при внезапном нарушении баланса P) и холодным, для ввода которого нужен длительный промежуток времени.

Кроме резерва мощности на электростанциях системы необходим резерв по энергии. На ТЭС должен быть обеспечен соответствующий запас топлива, а на ГЭС—запас воды. Если резерв станций исчерпан, а частота в системе не достигла номинального значения, то в действие вступают устройства АЧР, которые предназначены для быстрого восстановления баланса мощности при ее дефиците путем отключения части менее ответственных потребителей.

РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ТУРБИНЫ



Если турбина имеет автоматический *регулятор скорости*, то он изменяет отпуск энергоносителя (пара или воды) через турбину в зависимости от нагрузки. Регуляторы скорости турбин оказывают стабилизирующее влияние на частоту в системе и поэтому часто называются *первичными регуляторами частоты*. Процесс изменения частоты под действием этих регуляторов называется *первичным регулированием частоты*.

Регуляторы скорости турбины могут иметь астатическую или статическую характеристику. При изменении электрической нагрузки под действием регулятора скорости либо восстановится номинальная частота, либо установится некоторая новая частота, близкая к номинальной.

Для астатического регулирования, т. е. для дополнительной корректировки частоты в системе, применяется так называемое *вторичное регулирование*. В процессе вторичного регулирования осуществляется изменение мощности, развиваемой турбинами, в зависимости от частоты переменного тока. Вторичное регулирование ведется либо *автоматическими регуляторами частоты* (вторичными регуляторами скорости), либо обслуживающим персоналом системы (вручную), который контролирует частоту по показаниям приборов. В результате вторичного регулирования статическая характеристика турбины перемещается параллельно самой себе до тех пор, пока частота не станет номинальной

БАЛАНС РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ЕГО СВЯЗЬ С НАПРЯЖЕНИЕМ

Баланс реактивной мощности по всей системе в целом определяет некоторый уровень напряжения. Напряжения в узловых точках сети электрической системы в той или иной степени отличаются от среднего уровня, причем это отличие определяется кон-фигурацией сети, нагрузкой и другими факторами, от которых зависит падение напряжения.

$$\Sigma Q_{\Gamma} = \Sigma Q_{\Pi} = \Sigma Q_{\text{H}} + \Sigma \Delta Q$$

Проектирование электрических сетей

1.2.11. При проектировании систем электроснабжения и реконструкции электроустановок должны рассматриваться следующие вопросы:

1) перспектива развития энергосистем и систем электроснабжения с учетом рационального сочетания вновь сооружаемых электрических сетей с действующими и вновь сооружаемыми сетями других классов напряжения;

2) обеспечение комплексного централизованного электроснабжения всех потребителей, расположенных в зоне действия электрических сетей, независимо от их ведомственной принадлежности;

3) ограничение токов КЗ предельными уровнями, определяемыми на перспективу;

4) снижение потерь электрической энергии.

При этом должны рассматриваться в комплексе внешнее и внутреннее электроснабжение с учетом возможностей и экономической целесообразности технологического резервирования.

При решении вопросов резервирования следует учитывать перегрузочную способность элементов электроустановок, а также наличие резерва в технологическом оборудовании.

Требования к надежности питающих и распределительных сетей энергосистем, а также распределительных промышленных, городских и сельских сетей регламентированы в нормативных документах

Приведены требования по резервированию, количеству цепей и трансформаторов на подстанциях, схемам присоединения подстанций к сети, допустимости использования двухцепных воздушных линий.

1.2.10. Независимым источником питания электроприемника или группы электроприемников называется источник питания, на котором сохраняется напряжение в пределах, регламентированных настоящими Правилами для послеаварийного режима, при исчезновении его на другом или других источниках питания этих электроприемников.

К числу независимых источников питания относятся две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий:

- 1) каждая из секций или систем шин в свою очередь имеет питание от независимого источника питания;
- 2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций (систем) шин.

ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

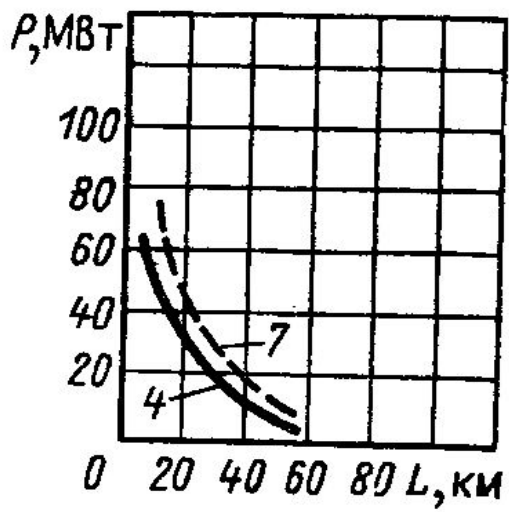
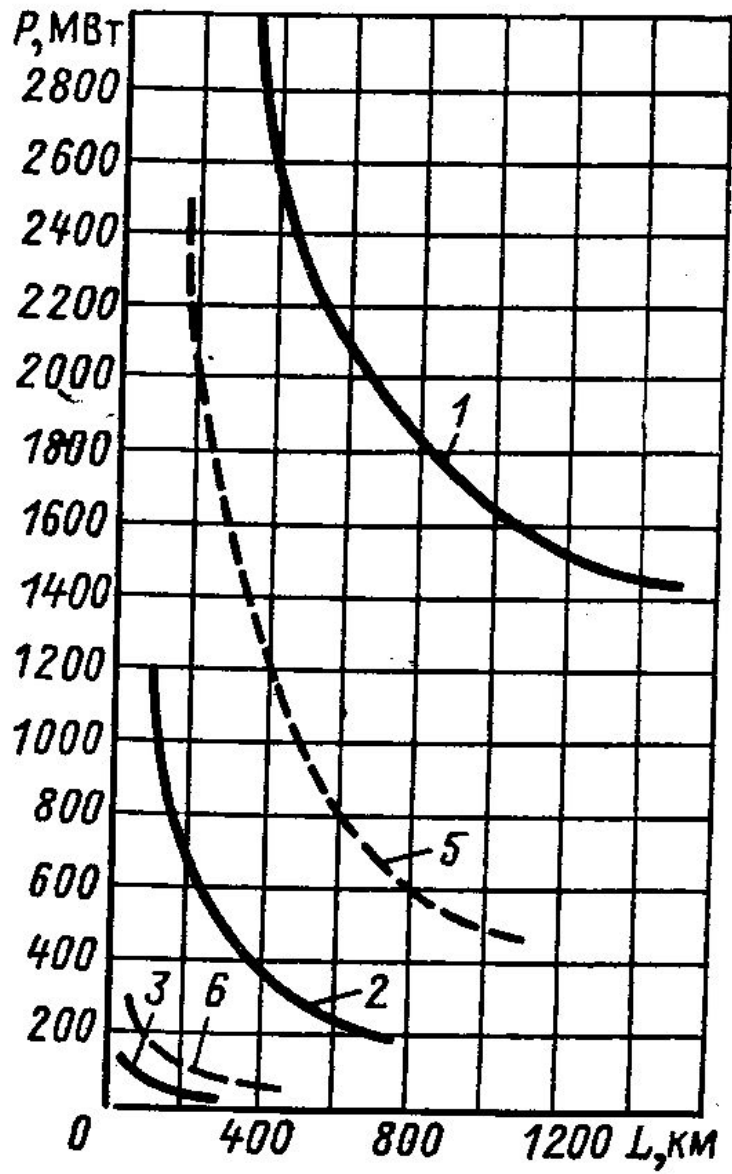
Сети и приемники и электроэнергии	Генераторы и синхронные компенсаторы	Трансформаторы и автотрансформаторы без РПН		Трансформаторы и автотрансформаторы с РПН		Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования
		Первичные обмотки	Вторичные обмотки	Первичные обмотки	Вторичные обмотки	
(3)	(3,15)	(3)/(3,15)	(3,15) и (3.3)	-	(3,15)	(3,6)
6	6,3	6/6,3	6,3 и 6,6	6/6,3	6,3 и 6,6	7,2
10	10,5	10/10,5	10,5 и 11	10/10,5	10,5 и 11	12
20	21	20	22	20/21	22	24
35	-	35	38,5	35 и 36,75	38,5	40,5
110	-	-	121	110 и 115	115 и 121	126
(150)	-	-	(165)	(158)	(158)	(172)
220	-	-	242	220 и 230	230 и 242	252
330	-	330	347	330	330	363
500	-	500	525	500	-	525
750	-	750	787	750	-	787
1150	-	-	-	1150	-	1200

Примечания: 1. Номинальные напряжения, указанные в скобках, для вновь проектируемых сетей не рекомендуются.

2. В знаменателе приведены напряжения для трансформаторов и автотрансформаторов, присоединяемых непосредственно к шинам генераторного напряжения электрических станций или к выводам генераторов

Экономически целесообразное номинальное напряжение зависит от многих факторов: мощности нагрузок, удаленности их от источников питания, их расположения относительно друг друга, от выбранной конфигурации электрической сети, способов регулирования напряжения и др. Ориентировочное значение можно определить по значению передаваемой мощности и расстоянию, на которое она передается. Напряжение выбирают, исходя из полученного распределения потоков мощности и протяженности участков сети. Чем больше передаваемая по линии мощность и расстояние, на которое она передается, тем выше по техническим и экономическим нормам должно быть номинальное напряжение электропередачи.

Номинальное напряжение можно приближенно оценить одним из следующих способов: а) по кривым; б) по эмпирическим выражениям; в) по таблице пропускной способности и дальности передачи линий



границы равноэкономичности:
 1–1150 и 500 кВ. 2–500 и 220 кВ,
 3–220 и 110 кВ. 4–110 и 35 кВ,
 5–750 и 330 кВ, 6–330 и 150 кВ,
 7–150 и 35 кВ

формула Стилла

$$U_{\text{ном}} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P}$$

Эта формула приемлема для линий длиной до 250 км и передаваемых мощностей, не превышающих 60 МВт. В случае больших мощностей, передаваемых на расстояние до 1000 км, используется формула А. М. Залесского:

$$U_{\text{ном}} = \sqrt{P \cdot (100 + 15\sqrt{l})}$$

Г. А. Илларионов предложил следующее выражение:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{500/l + 2500/P}}$$

Пропускная способность и дальность передачи линий 110–1150 кВ

Передаваемая мощность, МВт

Длина линии
электропередачи, км

Напряже ние линии, кВ	Сечение провода, мм ²	Передаваемая мощность, МВт				Длина линии электропередачи, км
		натуральная	При плотнос ти тока 1,1 А/ мм ² *	предельная при КПД=0,9	средняя (между двумя соседними ПС)	
1	2	3	4	5	6	
110	70–240	30	13–45	80	25	
150	150–300	60	38–77	250	20	
220	240–400	135	90–150	400	100	
330	2x240–2x400	360	270–450	700	130	
400	3x300–3x400	500	620–820	1000	180	
500	3x300–3x500	900	770–1300	1200	280	
750	5x300–5x400	2100	1500–2000	2200	300	
1150	8x300– 8x500	5200	4000–6000	3000	-	

* Для ВЛ 750–1150 кВ при плотности тока 0.85 А/мм².

Варианты проектируемой электрической сети или отдельные ее участки могут иметь разные номинальные напряжения. Обычно сначала определяют номинальное напряжение головных, более загруженных участков. Участки кольцевой сети, как правило, необходимо выполнять на одно номинальное напряжение.

После определения ориентировочного значения номинального напряжения надо для каждой конкретной сети наметить ограниченное число вариантов различных номинальных напряжений для их последующего технико-экономического сравнения. В результате сравнения приведенных затрат для этих вариантов сети при различных номинальных напряжениях можно обоснованно выбрать номинальное напряжение всей сети или отдельных ее участков. При разнице приведенных затрат менее 5 % надо выбирать вариант использования более высокого номинального напряжения

ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ

Выбор сечения осуществляется по техническим и экономическим условиям.

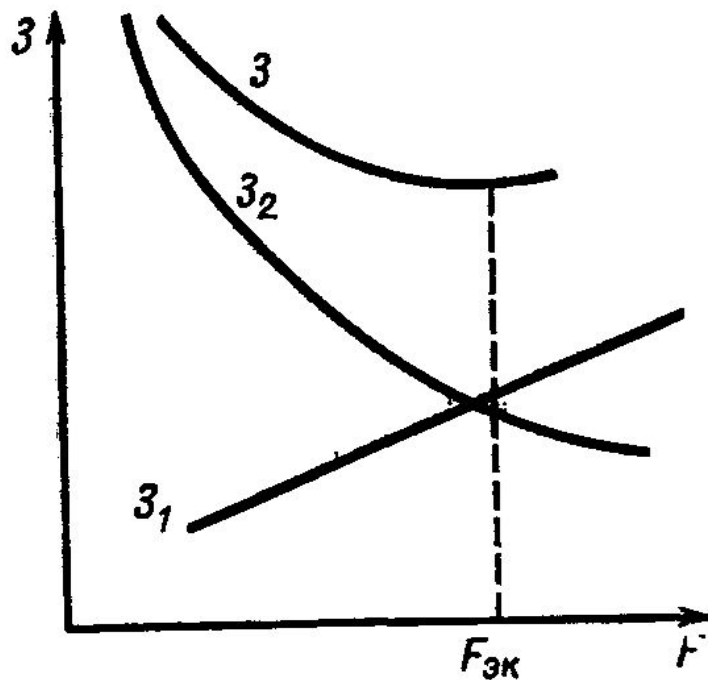
Технические условия:

- 1) по нагреву расчетным током ;
- 2) по короне и радиопомехам;
- 3) по механической прочности;
- 4) по нагреву токами КЗ;
- 5) по допустимой потере напряжения в нормальном и послеаварийном режимах.

Экономические условия позволяют определить сечения, при которых затраты на сооружение линии минимальны.

Выбор сечений по экономической плотности тока

С увеличением сечения проводов линии возрастают затраты на ее сооружение и отчисления от них. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год



$$Z(F) = I + p_n \cdot K$$

Минимуму функции приведенных затрат соответствует некоторое значение сечения $F_{эк}$

Экономическая плотность тока, A/mm^2 , – это отношение наибольшего протекающего в линии тока к экономическому сечению:

$$J_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{нб}}}{F_{\text{эк}}}$$

Согласно ПУЭ экономическая плотность тока выбирается в зависимости от вида проводника и времени использования максимальной нагрузки.

В настоящее время по экономической плотности тока выбирают сечения кабельных линий напряжением выше 1 кВ и воздушных линий 35–500 кВ.

Экономическая плотность тока $J_{эк} \text{ А /мм}^2$

Тип проводника	$T_{нб}$, ч/год		
	1000-3000	3001-5000	Более 5000
Неизолированные провода:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1
Кабели с бумажной изоляцией с жилами:			
медными	3	2,5	2
алюминиевыми для:			
европейской части СССР, Закавказья, Забайкалья, Дальнего Востока	1,6	1,4	1,2
Центральной Сибири, Ка- захстана и Средней Азии	1,8	1,6	1,5
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляция с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми для:			
европейской части СССР, Закавказья, Забайкалья и Дальнего Востока	1,9	1,7	1,6
Центральной Сибири, Ка- захстана и Средней Азии	2,2	2	1,9