

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Баламирзоев Назим Лиодинович
Должность: Ректор
Дата подписания: 07.07.2025 14:49:02
Уникальный программный ключ:
5cf0d6f89e80f498334f6a40a70e91f3526b9928

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ**

«ДАГЕСТАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИСМАИЛОВ Т.А., ШАНГЕРЕЕВА Б.А.

**ОПТИМИЗАЦИЯ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ**

КУРС ЛЕКЦИЙ

**для студентов направления подготовки магистров
13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»**

Махачкала 2016

Исмаилов Т.А., Шангереева Б.А. Оптимизация в электроэнергетике. Курс лекций для студентов направления подготовки магистров 13.04.02. «Электроэнергетика и электротехника». – Махачкала: ИПЦ ДГТУ, 2016. -66с.

Курс лекций составлено в соответствии с требованиями Государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования для студентов направления подготовки магистров 140400.68 «Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения.

В конспекте лекций изложены методы расчета установившихся режимов электрических систем, включая несимметричные и несинусоидальные режимы. Рассмотрены задачи оптимизации режимов по различным критериям. Даны основные принципы управления режимами.

Предназначен для магистрантов направления 140200.68 «Электроэнергетика».

Описаны методы режимы оптимизации Изложены

Предназначается для студентов энергетических специальностей, магистрантов и аспирантов.

Составители: д.т.н., профессор каф. ТиОЭ
к.т.н., доцент каф. ТиОЭ

Исмаилов Т.А.,
Шангереева Б.А.

Рецензенты: Ведущий инженер Филиала
ОАО «Русгидро»-«Дагестанский филиал»
д.т.н., профессор каф. ТиОЭ

Кадиев С.М.
Саркаров Т.Э.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	4
1. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ.....	5
1.1. Общие положения.....	5
1.2. Понятие оптимизации. Основные задачи оптимизации в электроэнергетике. Степени свободы электроэнергетической системы. Допустимый и оптимальный режимы.....	7
1.3. Методы оптимизации.....	9
1.4. Оптимизация распределения активных мощностей между электростанциями.....	11
1.5. Оптимизация режима электрической сети по напряжению, реактивной мощности и коэффициентам трансформации.....	12
1.6. Краткая характеристика других задач оптимизации.....	15
2. ОСНОВЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ.....	17
3. Оптимизация режима сети по активной и реактивной мощностям....	18
3.1. Задачи оптимизации текущих режимов.....	18
3.2. Оптимальное распределение потоков мощности в замкнутых контурах электрической сети.....	19
3.3. Применение метода Лагранжа для решения задачи оптимального распределения потоков мощности в сети.....	20
4.Определение оптимального распределения нагрузки между ТЭС методом множителей Лагранжа. Относительные приросты ТЭС.....	22
5.Определение оптимального распределения нагрузки между ТЭС методом множителей Лагранжа. Структурная схема алгоритма.....	24
5.1.Условие оптимальности распределения нагрузки.....	26
5.2. Наивыгоднейшее распределение нагрузки между ТЭС без учета потерь активной мощности. Физический смысл равенства относительных приростов.....	28
6. Основные виды потребителей электроэнергии. Графики нагрузок электроустановок.....	30
6.1. Основные виды потребителей электроэнергии.....	30
6.2. ГРАФИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	31
7. ЗАДАЧИ.....	41
ЛИТЕРАТУРА.....	65

ПРЕДИСЛОВИЕ

Никакой вид энергии не обходится так дорого, как её недостаток.

Гоми Баба, 1964.

Это высказывание известного индийского ученого никогда не звучало столь актуально, как в наши дни, когда человечество, не считаясь с огромными финансовыми расходами, прилагает все усилия к поиску новых путей получения энергии.

Проблемы, связанные с происхождением, экономичностью, техническим освоением и способами использования различных источников энергии, были и будут неотъемлемой частью жизни на нашей планете. Прямо или косвенно с ними сталкивается каждый житель Земли. Понимание принципов производства и потребления энергии составляет необходимую предпосылку для успешного решения приобретающих все большую остроту проблем современности и в еще большей степени – ближайшего будущего.

Мир, в котором мы живем, можно изучать с самых разных точек зрения. Новые знания ведут к постоянному их сужению, ко все большей дифференциации научных дисциплин и соответствующих им областей человеческой деятельности. Результаты объективной оценки «состояния дел» в этих областях весьма различны. Если говорить о существующей и поныне угрозе войн, о миллионах недоедающих и голодных, о все возрастающем загрязнении жизненной среды, то приходится констатировать наличие серьезнейших проблем, решение которых не терпит отлагательства. Проблемы эти тревожат весь прогрессивный мир и не позволяют человечеству удовлетвориться достигнутым. Если же оценивать развитие пауки и техники само по себе, в самом широком смысле слова, то здесь успехи весьма велики и заслуживают высочайшего уважения.

Энергетика определяется, как отрасль хозяйства, охватывающая энергетические ресурсы, выработку, преобразование, передачу и использование различных видов энергии. Здесь следует, пожалуй, добавить, что энергетика включает в себя и научно-техническое направление, занимающееся изучением сути всех энергетических преобразований, а также созданием новых направлений использования энергии в интересах человека. Известный астрофизик Н.С. Кардашев считает, что уровень развития любой цивилизации определяется уровнем энергии, которой цивилизация может управлять.

1. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ

1.1. Общие положения

Электрические системы являются управляемыми. Управляющие воздействия позволяют при одной и той же совокупности электрических нагрузок реализовывать различные режимы системы. В связи с этим возникает задача выбора оптимального режима.

Оптимизацией называется поиск экстремального значения некоторой функции. Эта функция называется *целевой*. Параметр, который она определяет, является критерием оптимизации. Переменные, от которых зависит целевая функция, называются *оптимизируемыми переменными*. На них могут накладываться *технические ограничения* в виде равенств и неравенств.

Под оптимальным режимом электрической системы обычно подразумевается режим, наиболее экономичный из всех возможных. Таким образом, критерием оптимизации в общем случае является один из критериев экономической эффективности, например, приведенные затраты.

Реализация оптимального режима осуществляется с помощью средств управления и не связана с установкой нового оборудования. Поэтому капиталовложения отсутствуют, и вместо приведенных затрат в качестве критерия оптимизации используются эксплуатационные издержки. Эти издержки включают в себя:

- стоимость энергоносителей (топлива) $C_{ЭН}$;
- ущерб от перерывов электроснабжения $У$;
- затраты на ремонт и обслуживание оборудования I_p ;
- выплаты по различным процентам.

Последние две составляющие при оптимизации режима остаются неизменными, и поэтому их можно исключить из рассмотрения. Тогда целевая функция (критерий оптимизации) примет вид

$$F = C_{ЭН} + У. \quad (1)$$

Ущерб от перерывов электроснабжения (фактор надежности) учитывается, только если оптимизация связана с изменением конфигурации сети или состава работающего оборудования. Однако даже и в этих задачах фактор надежности чаще всего не входит в состав критерия оптимизации, а учитывается только в технических ограничениях. Поэтому, если при оптимизации состав работающего оборудования и конфигурация сети не изменяются, или если надежность учитывается только в технических ограничениях, то критерием оптимизации является стоимость энергоносителей:

$$F = C_{ЭН}. \quad (2)$$

В ряде случаев вместо стоимости энергоносителей более целесообразно использовать расход условного топлива B :

$$F = B. \quad (3)$$

Критерии (2) и (3) применяются при оптимизации режимов электроэнергетических систем, включая электростанции. Если оптимизируется режим только электрической сети, а режимы электростанций остаются неизменными, то расход энергии изменяется только за счет потерь электроэнергии в сети ΔW (при заданном потреблении энергии нагрузкой). Поэтому критерием оптимизации режимов электрических сетей являются потери активной мощности или энергии:

$$F = \Delta P, \quad (4)$$

$$F = \Delta W. \quad (5)$$

Критерий (4) используется при оптимизации текущего режима, то есть на короткий интервал времени (до одного часа), в течение которого параметры режима можно считать неизменными. При оптимизации режима электрической сети на более длительные интервалы времени необходимо использовать критерий (5).

Во всех рассмотренных случаях оптимальному режиму соответствует минимум целевой функции.

Оптимизируемыми переменными являются регулируемые параметры элементов электроэнергетической системы. К этим параметрам относятся:

- активные мощности генераторов;
- реактивные мощности генераторов и компенсирующих устройств (БСК, синхронных компенсаторов и т.д.);
- напряжения генераторов;
- коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и линейных регуляторов (вольтдобавочных трансформаторов);
- конфигурация сети;
- состав работающего оборудования.

Кроме этого, в специальных случаях возможны дополнительные оптимизируемые переменные: параметры управляемых линий электропередачи, преобразовательных подстанций и т.д. Также в оптимизации могут участвовать электроприемники, если возможно изменение их режима без нарушения технологического процесса.

Конкретный набор переменных зависит от решаемой задачи. Часть переменных являются непрерывными величинами, а часть – дискретными. Наличие последних значительно осложняет решение задачи оптимизации режима.

На оптимизируемые переменные накладываются технические ограничения как в форме равенств, так и в форме неравенств.

Основным ограничением-равенством является *система уравнений режима*, которая (обычно в неявной форме) задает взаимосвязь между оптимизируемыми переменными, другими параметрами режима и составляющими целевой функции.

Ограничения-неравенства накладываются как на сами оптимизируемые переменные, так и на величины, функционально зависящие от этих переменных:

1. На активные мощности генераторов

$$P_{ген} \leq P_{max} . \quad (6)$$

2. На реактивные мощности генераторов и компенсирующих устройств

$$Q_{min} \leq Q_{ген(ку)} \leq Q_{max} . \quad (7)$$

3. На величины напряжений в узлах сети, в том числе на выводах генераторов и электроприемников

$$U_{min} \leq U \leq U_{max} . \quad (8)$$

4. На мощности, передаваемые через трансформаторы, по допустимым нагрузкам трансформаторов $S_{дон}$, определяемым с учетом перегрузочной способности,

$$S_{тр} \leq S_{дон} . \quad (9)$$

5. На допустимые токовые нагрузки линий и других элементов сети

$$I \leq I_{дон} . \quad (10)$$

6. На значения номеров регулировочных ответвлений силовых трансформаторов и линейных регуляторов (вольтдобавочных трансформаторов)

$$n_{омв,min} \leq n_{омв} \leq n_{омв,max} . \quad (11)$$

Если при оптимизации предполагается изменение конфигурации сети или состава работающего оборудования, то вводится также техническое ограничение по надежности электроснабжения исходя из категоричности электроприемников. Это ограничение запрещает конфигурации сети и составы работающего оборудования, не удовлетворяющие требованию надежности.

1.2. Понятие оптимизации. Основные задачи оптимизации в электроэнергетике. Степени свободы электроэнергетической системы. Допустимый и оптимальный режимы

Оптимизация – задача выявления оптимального процесса из числа прочих, сопоставляемых по критерию оптимальности.

В оптимизации можно выделить:

- определение оптимальной стратегии развития энергосистем - сооружение или реконструкция систем электроэнергетики и отдельных объектов (выбор месторасположения и мощности, установление сроков ввода в эксплуатацию новых электростанций, подстанций и ЛЭП;
- выбор наилучшей конфигурации электрических сетей;
- распределение нагрузок между отдельными электростанциями работающей или проектируемой системы;
- выбор стратегии наилучшего использования материальных ресурсов (видов топлива и т. д.);

Уравнения установившегося режима $W(X, Y) = 0$ связывают между собой параметры установившегося режима электроэнергетической системы. Обозначим совокупность этих параметров вектор - столбцом $Z = (Z_1, Z_2, \dots, Z_m)$. При расчете установившегося режима параметры режима Z делятся на заданные независимые Y и неизвестные зависимые X переменные. Число уравнений установившегося режима в системе $W(X, Y) = 0$ равно числу зави-

симых параметров режима X . Число t параметров режима Z , входящих в уравнение $W(X, Y) = 0$, больше $2n$ — числа этих уравнений. Такие системы уравнений называются неопределёнными. Избыток числа переменных по сравнению с числом уравнений физически означает, что электроэнергетическая система имеет $t - 2n$ степеней свободы. Наличие степеней свободы позволяет регулировать режим. Например, пусть имеется система из двух станций и одного нагрузочного узла (см. рис.1).

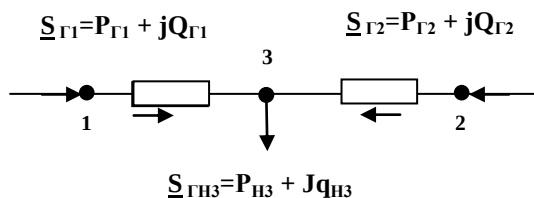


Рис.1.

Предположим, что уравнения установившегося режима имеют вид баланса мощностей для нагрузочного узла, т. е. $P_{Г1} + P_{Г2} + P_{ГН3} = 0$; $Q_{Г1} + Q_{Г2} + Q_{ГН3} = 0$.

Нагрузки $P_{ГН3}$, $Q_{ГН3}$ заданы. Два уравнения баланса P и Q содержат четыре переменные. Эти уравнения можно удовлетворить при различных сочетаниях $P_{Г1}$ и $P_{Г2}$, $Q_{Г1}$ и $Q_{Г2}$. Две из этих мощностей можно задавать произвольно в пределах между минимально и максимально возможными их значениями. Остальные мощности будут определены из условий баланса. В данном случае система имеет две степени свободы.

Степени свободы определяются возможностью регулирования P и Q станций, наличием регулируемых трансформаторов, возможностью включения и отключения оборудования и т. д. Именно наличие степеней свободы и определяет существование множества возможных режимов, удовлетворяющих заданной нагрузке потребителей. Среди режимов этого множества практический интерес представляют лишь допустимые режимы, при которых параметры режима остаются в допустимых пределах. Цель управления - среди допустимых режимов найти наиболее экономичный.

При оптимизации за счет наличия степеней свободы параметров режима, т. е. в результате возможности их изменения, выбираются такие значения параметров режима, которые обеспечивают меньшие суммарные потери активной мощности в сети или меньший суммарный расход условного топлива.

Допустимый режим должен удовлетворять условиям надежности электроснабжения и качества электроэнергии. При расчетах допустимых режимов условия надежности электроснабжения и качества электроэнергии учитываются в виде ограничений-равенств и неравенств на контролируемые параметры режима.

Оптимальный режим - это такой из допустимых, при котором обеспечивается минимум суммарного расхода условного топлива при заданной в каждый момент времени нагрузке потребителей.

Наиболее часто решаются оптимизационные задачи трех видов:

- Оптимизация режима энергосистем по P тепловых электростанций, или распределение активных мощностей между тепловыми станциями, позволяет найти активные мощности станций, соответствующие минимуму суммарного расхода условного топлива на тепловых электрических станциях с приближенным учетом потерь в сети при заданных нагрузках потребителей.

- Оптимизация режима электрической сети приводит к уменьшению потерь активной мощности в результате оптимального выбора напряжений узлов, реактивной мощности источников и коэффициентов трансформации регулируемых трансформаторов и автотрансформаторов при учете технических ограничений.

➤ Комплексная оптимизация режима позволяет находить оптимальные значения как активных мощностей станций, так и генерируемых реактивных мощностей, а также модулей и фаз напряжений в узлах сети при учете технических ограничений.

1.3. Методы оптимизации

При оптимизации режимов электроэнергетических систем наибольшее распространение получили *метод множителей Лагранжа* и *градиентные методы*. Также используется *метод динамического программирования* и некоторые другие. В настоящее время разрабатываются альтернативные алгоритмы оптимизации режимов, в частности, с использованием методов *нечеткой логики* и *эволюционных алгоритмов*.

Метод множителей Лагранжа. Пусть имеется целевая функция $F(x_1, x_2, \dots, x_n)$. На переменные $x_1, \dots, x_n$ этой функции наложено m ограничений-равенств $g_i(x_1, x_2, \dots, x_n)$ (в каждое конкретное ограничение могут входить не все переменные, а только их часть). Тогда задача оптимизации формулируется следующим образом:

$$F(x_1, x_2, \dots, x_n) \rightarrow \min, \quad (12)$$

$$g_i(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0, \quad i = 1, \dots, m. \quad (13)$$

Если $m = n$, то равенства (1.13) определяют однозначный набор значений $x_1, \dots, x_n$, и оптимизация невозможна. Поэтому, чтобы режим был оптимизируемым, должно выполняться условие $m < n$. Разность $(n - m)$ называется *числом степеней свободы* системы и представляет собой количество переменных, которые в процессе оптимизации могут варьироваться независимо друг от друга.

Метод множителей Лагранжа состоит в переходе от условной оптимизации (12), (13) к безусловной. Этот переход осуществляется путем замены целевой функции (12) на *функцию Лагранжа*, которая имеет вид

$$L(x_1, \dots, x_n, \lambda_1, \dots, \lambda_m) = F(x_1, \dots, x_n) + \sum_{i=1}^m \lambda_i g_i(x_1, \dots, x_n), \quad (14)$$

где λ_i – вспомогательные переменные, которые называются *множителями Лагранжа*.

Экстремум функции Лагранжа определяется классическим способом, т.е. из условия равенства нулю частных производных по всем переменным x_i, λ_j . В результате получается следующая система уравнений:

$$\begin{cases} \frac{\partial F}{\partial x_j} + \sum_{i=1}^m \lambda_i \frac{\partial g_i}{\partial x_j} = 0, & j = 1, \dots, n, \\ g_i = 0, & i = 1, \dots, m. \end{cases} \quad (15)$$

Если все $g_i = 0$, то экстремум функции Лагранжа совпадает с экстремумом исходной целевой функции. Из (1.15) видно, что данное условие выполняется. Таким образом, значения $x_1, \dots, x_n$, полученные путем решения системы (15), являются решением задачи оптимизации.

Метод множителей Лагранжа является единственным методом оптимизации, который позволяет найти общее решение задачи (если система (15) решается аналитически). Однако на практике составление и решение этой системы часто бывает связано с громоздкими вычислениями. Кроме того, метод Лагранжа не позволяет непосредственно учесть ограничения-неравенства.

Градиентные методы представляют собой численные методы оптимизации, реализующие переход от предыдущего приближения переменных $x_1, \dots, x_n$ к следующему на основе вычисления производных целевой функции F . В простейшем случае рекуррентное соотношение метода имеет вид

$$x_i^{[p+1]} = x_i^{[p]} - t \frac{\partial F}{\partial x_i}, \quad (16)$$

где p – номер приближения; t – шаг метода; производные вычисляются при p -м приближении переменных.

Совокупность производных $\partial F / \partial x_i$, взятых с обратным знаком, определяет направление убывания целевой функции, т.е. ее *градиент*. Поэтому выражение (16) при правильном выборе шага будет последовательно приближать переменные к искомой точке минимума.

Расчет заканчивается при выполнении условия

$$|F^{[p+1]} - F^{[p]}| \leq \varepsilon, \quad (17)$$

где ε – заданная точность.

Вместо условия (17) могут также использоваться другие способы контроля сходимости итерационного процесса.

Сходимость градиентных методов оптимизации в значительной мере определяется величиной шага t . Существует оптимальный шаг, обеспечивающий наиболее быструю сходимость; с другой стороны, неверный выбор шага может привести, наоборот, к расходимости метода. Определение величины t представляет собой довольно сложную задачу и является частью алгоритма оптимизации.

Главное преимущество градиентных методов перед методом Лагранжа заключается в том, что градиентные методы позволяют учесть ограничения-неравенства. При оптимизации режимов электрических систем этот учет осуществляется на основе *метода штрафных функций* (см. п. 1.4).

Описание других методов оптимизации можно найти в специальной литературе.

1.4. Оптимизация распределения активных мощностей между электростанциями

Пусть система содержит m тепловых электростанций и один базисный узел. Для каждой тепловой электростанции имеется своя зависимость расхода условного топлива от вырабатываемой активной мощности $B_i = f(P_{ген,i})$, которая называется *расходной характеристикой*. Если бы расходные характеристики были линейными и одинаковыми для всех станций, то суммарный расход условного топлива не зависел бы от распределения активных мощностей между электростанциями. В действительности эти характеристики нелинейны и различны. Поэтому изменение распределения генерируемых активных мощностей приводит к изменению расхода условного топлива. Таким образом, существует оптимальное распределение активных мощностей, соответствующее минимуму расхода условного топлива или минимуму затрат на топливо.

Выберем в качестве критерия оптимизации расход условного топлива. Соответствующая целевая функция (3) преобразуется к виду

$$F = \sum_{i=1}^{m+1} B_i, \quad (18)$$

где под $(m + 1)$ -й станцией понимается базисный узел, расходная характеристика которого также считается известной.

Выше указывалось, что ограничениями-равенствами являются уравнения режима системы. В рассматриваемой задаче уравнение записывается упрощенно в форме баланса активных мощностей:

$$\sum_{i=1}^{m+1} P_{ген,i} - \sum_{i=1}^k P_{н,i} - \Delta P_{\Sigma} = 0, \quad (19)$$

где P_i – мощность i -й нагрузки; k – число нагрузок; ΔP_{Σ} – суммарные потери мощности в сети.

Предположим, что при любом распределении мощностей режим является допустимым. Тогда ограничения-неравенства отсутствуют. В этом случае оптимизация производится методом множителей Лагранжа.

Функция Лагранжа

$$L = \sum_{i=1}^{m+1} B_i + \lambda \left(\sum_{i=1}^{m+1} P_{ген,i} - \sum_{i=1}^k P_{н,i} - \Delta P_{\Sigma} \right). \quad (20)$$

Мощности нагрузок считаются постоянными величинами, а потери – функцией генерируемых мощностей, за исключением мощности базисного узла. Тогда система (15) принимает вид

$$\begin{cases} \frac{\partial B_i}{\partial P_{ген,i}} + \lambda \left(1 - \frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial P_{ген,i}} \right) = 0, & i = 1, \dots, m, \\ \frac{\partial B_{m+1}}{\partial P_{ген,m+1}} + \lambda = 0, \\ \sum_{i=1}^{m+1} P_{ген,i} - \sum_{i=1}^k P_{н,i} - \Delta P_{\Sigma} = 0. \end{cases} \quad (21)$$

Обозначим

$$\varepsilon_i = \frac{\partial B_i}{\partial P_{ген,i}}, \quad \sigma_i = \frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial P_{ген,i}}. \quad (22)$$

Величина ε_i называется *относительным приростом расхода топлива* на i -й электростанции и является нелинейной функцией генерируемой мощности. Зависимости $\varepsilon_i(P_{ген,i})$ при оптимизации режима задаются в аналитической форме.

Величина σ_i называется *относительным приростом потерь* при изменении мощности i -й станции. Зависимости $\sigma_i(P_{ген,i})$ при оптимизации задаются линейными функциями, поскольку сами потери имеют квадратичную зависимость от мощностей.

С учетом этих обозначений систему (21) можно записать следующим образом:

$$\begin{cases} \varepsilon_i + \lambda(1 - \sigma_i) = 0, & i = 1, \dots, m, \\ \varepsilon_{m+1} + \lambda = 0, \\ \sum_{i=1}^{m+1} P_{ген,i} - \sum_{i=1}^k P_{н,i} - \Delta P_{\Sigma} = 0. \end{cases} \quad (23)$$

Система (23) включает в себя $(m+2)$ уравнения с неизвестными $P_{ген,1}, \dots, P_{ген,m+1}, \lambda$. Решение ее производится численными методами (поскольку уравнения нелинейны). В результате определяются оптимальные значения генерируемых мощностей $P_{ген,1}, \dots, P_{ген,m+1}$.

В более общем случае кроме ограничения-равенства имеются также ограничения-неравенства. При этих условиях оптимизация обычно производится градиентными методами с использованием метода штрафных функций.

1.5. Оптимизация режима электрической сети по напряжению, реактивной мощности и коэффициентам трансформации

В данной задаче активные мощности электростанций (кроме базисных узлов) задаются постоянными величинами. Поэтому целевой функцией при оптимизации текущего режима обычно являются потери активной мощности в сети ΔP .

Иногда вместо потерь мощности в качестве критерия оптимума используются следующие величины:

- суммарное потребление активной мощности от источников P_{Σ} ;

– сумма затрат на электроэнергию и экономического ущерба от отклонений напряжения на выводах электроприемников в единицу времени $C_{W+\Delta U}$.

Если нагрузки заданы постоянными мощностями, то минимумы функций ΔP и P_{Σ} совпадают. В случае задания нагрузок статическими характеристиками эти минимумы различаются, причем режим, оптимальный по критерию P_{Σ} , смещен относительно режима, оптимального по критерию ΔP , в сторону меньшего потребления мощности нагрузками. Однако такое смещение не всегда оправдано, так как:

а) снижение электропотребления обычно достигается за счет уменьшения напряжения на выводах электроприемников, что может отрицательно сказаться на их работе;

б) регулирующие эффекты нагрузки по мощности и энергии могут не совпадать и даже иметь противоположные знаки [3], вследствие чего минимизация потребляемой мощности в каждый момент времени не приводит к минимальному электропотреблению за весь интервал времени.

Первый из этих недостатков можно устранить, используя критерий $C_{W+\Delta U}$. Однако, как правило, ущербы от отклонений напряжения недостаточно хорошо известны.

Таким образом, наиболее обоснованным критерием оптимизации текущего режима электрической сети являются потери активной мощности.

Ограничения-равенства представляют собой систему уравнений режима (обычно одна из форм уравнений узловых напряжений). Ограничениями-неравенствами являются условия (7-11).

Наибольшее распространение при решении данных задач получили градиентные методы в сочетании с методом штрафных функций.

Метод штрафных функций состоит в исключении ограничений-неравенств на основе специального преобразования целевой функции. Это преобразование осуществляется прибавлением к исходному выражению так называемых *штрафных функций*.

Запишем ограничения-неравенства на переменную f следующим образом:

$$f \leq f_{\max}, \quad (24)$$

$$f \geq f_{\min}. \quad (25)$$

Штрафные функции для каждого из этих ограничений имеют вид

$$Ш_i = k_i (f - f_{np})^2, \quad (26)$$

где f_{np} – предельное значение переменной, под которым подразумевается $f_{\max}$ или $f_{\min}$; k_i – коэффициент, представляющий собой некоторое положительное число, если соответствующее ограничение-неравенство не выполняется, и равный нулю при выполнении неравенства.

Если исходной целевой функцией являются потери мощности ΔP , то преобразованная целевая функция принимает вид

$$\Psi = \Delta P + \sum_{i=1}^n III_i, \quad (27)$$

где n – общее число ограничений-неравенств, каждое из которых записывается в виде (24) или (25).

Основной частью алгоритма градиентных методов оптимизации является вычисление производных функции Ψ по оптимизируемым переменным y_i . При этом данная функция в общем случае зависит от y_i как явным образом, так и опосредованно через зависимые переменные x_j , которые являются неявными функциями y_i . Поэтому зависимость Ψ от y_i можно записать следующим образом:

$$\Psi = f[y_i, x_1(y_i), \dots, x_n(y_i)], \quad (28)$$

где n – число зависимых переменных.

Тогда искомые производные вычисляются по выражению

$$\frac{\partial \Psi}{\partial y_i} = \frac{\partial \Psi}{\partial y_i} \Big|_{\text{явн}} + \sum_{j=1}^n \frac{\partial \Psi}{\partial x_j} \cdot \frac{\partial x_j}{\partial y_i}, \quad (29)$$

где $\frac{\partial \Psi}{\partial y_i} \Big|_{\text{явн}}$ – производная, определяемая только из явной зависимости Ψ от y_i .

Естественными зависимыми переменными x_j являются модули и фазы напряжений в узлах сети U_i , δ_i (если используются уравнения узловых напряжений). Выражение (29) принимает вид

$$\frac{\partial \Psi}{\partial y_i} = \frac{\partial \Psi}{\partial y_i} \Big|_{\text{явн}} + \sum_{j=1}^n \frac{\partial \Psi}{\partial W_j} \cdot \frac{\partial W_j}{\partial y_i}. \quad (30)$$

Если Ψ рассматривается как функция величин W_j , а под x_j подразумеваются модули и фазы напряжений U_i , δ_i , то можно записать

$$\frac{\partial \Psi}{\partial x_i} = \sum_{j=1}^n \frac{\partial \Psi}{\partial W_j} \cdot \frac{\partial W_j}{\partial x_i}. \quad (31)$$

Производные $\frac{\partial \Psi}{\partial x_i}$ и $\frac{\partial W_j}{\partial x_i}$ легко определяются непосредственным дифференцированием соответствующих функций. После этого на основе (31) составляется система линейных уравнений:

пределению, которое наблюдалось бы в *однородной* сети при отсутствии уравнительных мощностей (однородной называется сеть, на всех участках которой отношения индуктивного сопротивления к активному одинаковы).

Оптимизация режима только по реактивной мощности обычно осуществляется в разомкнутых сетях. В этих сетях влияние напряжений на потери активной мощности выражено значительно слабее, чем в замкнутых. Кроме того, часто оно оказывается недостаточно изученным, если неизвестны статические характеристики нагрузок по напряжению.

Для решения данной задачи широко применяется метод *динамического программирования*, который позволяет легко учесть дискретность реактивных мощностей источников.

Во всех рассмотренных выше задачах конфигурация сети предполагается неизменной. Вместе с тем изменение конфигурации может быть эффективным средством снижения потерь мощности и энергии. Наиболее распространенной задачей такого типа является *оптимизация точек размыкания распределительных сетей*. Это возможно в так называемых *петлевых* сетях, которые сконструированы как замкнутые, но работают в разомкнутом режиме. Каждый контур сети может размыкаться в различных точках. Рассматриваемая задача состоит в поиске таких точек размыкания, при которых потери активной мощности или энергии минимальны.

2. ОСНОВЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Электроэнергетические системы относятся к управляемым системам, причем управление является *необходимым* условием их нормального функционирования. Оно включает следующие задачи:

- управление активной мощностью электростанций;
- регулирование напряжения и реактивной мощности в электрических сетях;
- управление с помощью противоаварийной автоматики;
- некоторые другие задачи, например, изменение конфигурации сети, регулирование режима управляемых линий электропередачи, управление режимом сети постоянного тока с помощью преобразовательных подстанций.

Управление активной мощностью электростанций имеет две цели: 1) поддержание частоты; 2) минимизация расхода или стоимости энергоносителей.

Поддержание частоты является самой важной частью всей системы управления.

Регулирование напряжения и реактивной мощности направлено на поддержание напряжений в узлах сети в допустимых пределах (при выполнении других технических ограничений), а также на минимизацию потерь активной мощности и энергии (оптимизация режима). При этом в ряде случаев преследуется только первая цель, а оптимизация не осуществляется. Этот упрощенный подход используется в следующих ситуациях: а) если отсутствуют регулируемые источники реактивной мощности, а влияние напряжения на потери энергии слабо выражено или плохо изучено; б) в послеаварийных режимах, продолжительность которых мала, и поэтому потери энергии можно не учитывать.

В целом система управления включает в себя как автоматическую часть, так и часть, в которой решения принимает человек. В простейшем случае автоматика настраивается на срабатывание при изменении какого-либо параметра режима. В более сложных задачах управляющие воздействия рассчитываются на основе математических моделей. Поэтому система управления всегда включает в себя ЭВМ. В настоящее время активно идет процесс синтеза ЭВМ и системной автоматики.

3. Оптимизация режима сети по активной и реактивной мощностям.

3.1. Задачи оптимизации текущих режимов

Оптимальное управление нормальными режимами (НР) в ЭС заключается в том, чтобы за рассматриваемый период времени обеспечить надежное электроснабжение потребителя ЭЭ требуемым количеством при минимальных эксплуатационных затратах за этот период.

Оптимизация режимов соответствует требованиям достижения наибольшего народно-хозяйственного эффекта по критерию минимального расхода условного топлива (у.т).

Оптимизация режимов по принципам оперативно-диспетчерского управления ЭС осуществляется на различных временных и территориальных уровнях.

Оптимизация текущего режима – оптимизация режима за отрезок времени не более одного часа, при этом параметры режима в течение рассматриваемого отрезка времени постоянны. Оптимизация текущего режима (ОТР) применяется в ЭС не содержащих ГЭС и ТЭЦ с ограниченным запасом топлива, т.е. при условии, что нет ограничения на количество энергоносителя за некоторый период времени. При этом каждый момент времени можно рассматривать независимо от других, т.е. свести задачу управления ЭС в течение некоторого периода времени (суток) к последовательности независимых задач управления в каждый момент времени.

В действительности от момента сбора информации, расчета на ЭВМ до реализации режима проходит время. Поэтому можно говорить лишь о темпе выдачи управляющих воздействий (ежечасной, через каждые 10 минут, каждую минуту).

В качестве (минимизируемой) целевой функции принимаются издержки за интервал времени между двумя, управляющими воздействиями, либо (при равенстве этих интервалов) издержки в единицу времени.

Допустимый режим должен удовлетворять условиям надежности электроснабжения и качества электроэнергии, выраженных в виде ограничений-равенств и неравенств на контролируемые параметры режима.

Оптимальный режим – такой из допустимых, при котором обеспечивается минимум суммарного расхода у.т. при заданном полезном отпуске электроэнергии.

Три вида задач оптимизации режимов:

- 1) оптимизация энергии энергосистемы по активной мощности ТЭС (распределение P между электростанциями);
- 2) оптимизация режима электрической сети, уменьшение ΔP при оптимизации режима по U , Q и n ;
- 3) более общая задача комплексной оптимизации режима ЭС.

Первая задача позволяет найти P электростанций, соответствующие минимуму суммарного расхода у.т. с приближенным учетом потерь в сети при заданных нагрузках потребителей.

Если не учитывать ограничения-неравенства на P электростанций и сетей, то в математической постановке – это задача на условный экстремум, решаемая методом Лагранжа.

При учете ограничений-неравенств на P станций и линий – это задача нелинейного программирования.

Оптимизация режима электрических сетей приводит к уменьшению ΔP в результате оптимального выбора напряжения узлов, Q источников и коэффициентов трансформации регулируемых трансформаторов при учете технических ограничений.

Комплексная оптимизация режима позволяет находить значения P станций, генерируемых Q , такие модули и фазы U в узлах сети при учете технических ограничений.

3.2. Оптимальное распределение потоков мощности в замкнутых контурах электрической сети

Оптимальное распределение потоков мощности в замкнутых контурах электрической сети – это частная задача оптимизации режима электрической сети.

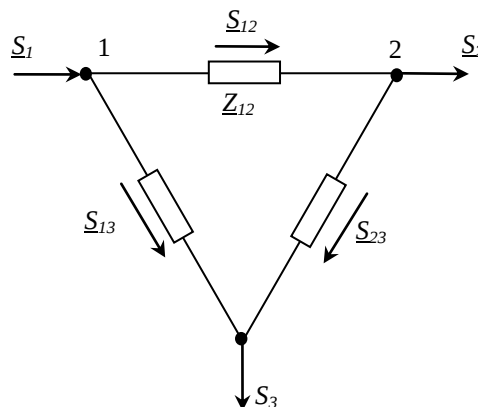
Будем считать, что в узлах сети заданы неизменные токи, т.е. уравнения установившегося режима линейны. Если в узлах заданы неизменные мощности, то их определим по номинальному напряжению

$$S_k = \sqrt{3} \cdot I_k^* \cdot U_{ном} \quad (33)$$

при этом ток в ветви kj определяется

$$\underline{I}_{kj} = \frac{\underline{S}_{kj}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (34)$$

Найдем распределение мощности в сети, соответствующее наименьшим потерям ΔP , при выполнении первого закона Кирхгофа для мощности, т.е. определим S_{12} , S_{23} , S_{13} при ΔP_{min} .



$$\left. \begin{aligned} \underline{S}_{12} - \underline{S}_{23} &= \underline{S}_2 \\ \underline{S}_{12} + \underline{S}_{23} &= \underline{S}_3 \end{aligned} \right\} \quad (35)$$

или для Р и Q

$$\left. \begin{aligned} P_{12} - P_{23} &= P_2 \\ P_{13} + P_{23} &= P_3 \\ Q_{12} - Q_{23} &= Q_2 \\ Q_{13} + Q_{23} &= Q_3 \end{aligned} \right\} \quad (36)$$

$$\Delta P = \frac{S_{12}^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{12} + \frac{S_{13}^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{13} + \frac{S_{23}^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{23};$$

Условие минимума

$$\Delta P_{\min} = \min \left(\frac{P_{12}^2 + Q_{12}^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{12} + \frac{P_{23}^2 + Q_{23}^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{23} + \frac{P_{13}^2 + Q_{13}^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{13} \right) = \min \sum \frac{P_{kj}^2 + Q_{kj}^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{kj} \quad (37)$$

Система ограничений (36) содержит 4 уравнения и 6 неизвестных, она имеет бесконечное множество решений, но можно задавать любые значения P_{13} , P_{23} , Q_{13} , Q_{23} и определить P_{12} и Q_{12} , удовлетворяющие первому закону Кирхгофа.

Параметры режима имеют 2 степени свободы, изменяя параметры режима можно найти такие их значения, при которых ΔP будет минимальным.

3.3. Применение метода Лагранжа для решения задачи оптимального распределения потоков мощности в сети

Метод состоит в определении минимума функции Лагранжа, в которую входят ΔP и уравнения первого закона Кирхгофа, каждое из которых умножается на соответствующий множитель Лагранжа.

Рассмотрим задачу ОРС предыдущего примера когда потоки реактивной мощности $Q_{kj} = 0$. Равенство нулю потоков Q в линиях 12, 23, 13 означает, что в узлах 2 и 3 имеет место полная компенсация реактивной мощности.

Вид задачи, определить: Минимум

$$\Delta P = \min \left(\frac{P_{12}^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{12} + \frac{P_{23}^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{23} + \frac{P_{13}^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{13} \right) \quad (38)$$

при выполнении

$$\left. \begin{aligned} P_{12} - P_{23} &= P_2 \\ P_{13} + P_{23} &= P_3 \end{aligned} \right\} \quad (39)$$

Функция Лагранжа

$$F = \frac{P_{12}^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{12} + \frac{P_{23}^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{23} + \frac{P_{13}^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{13} + \lambda_1 \cdot (P_{12} - P_{23} - P_2) + \lambda_2 \cdot (P_{13} + P_{23} - P_3)$$

где λ_1, λ_2 – множители Лагранжа.

Задача на условный экстремум (38) (39) с тремя переменными P_{12}, P_{23}, P_{13} сведена к определению безусловного (минимума) функции Лагранжа (40), которая зависит от пяти переменных: трех потоков мощности и двух множителей Лагранжа.

Минимум функции Лагранжа соответствует решению исходной задачи и определения равенства нулю пяти частных производных:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial F}{\partial P_{12}} &= \frac{2 \cdot P_{12} \cdot r_{12}}{U_{ном}^2} + \lambda_1 = 0 \\ \frac{\partial F}{\partial P_{23}} &= \frac{2 \cdot P_{23} \cdot r_{23}}{U_{ном}^2} - \lambda_1 + \lambda_2 = 0 \\ \frac{\partial F}{\partial P_{13}} &= \frac{2 \cdot P_{13} \cdot r_{13}}{U_{ном}^2} + \lambda_2 = 0 \\ \frac{\partial F}{\partial \lambda_1} &= P_{12} - P_{23} - P_2 = 0 \\ \frac{\partial F}{\partial \lambda_2} &= P_{13} + P_{23} - P_3 = 0 \end{aligned} \right\} \quad (41)$$

Для решения линейных алгебраических уравнений преобразуем ее правые три уравнения второго закона Кирхгофа, исключив из них множители Лагранжа:

$$\begin{aligned} & \frac{2 \cdot P_{12} \cdot r_{12}}{U_{ном}^2} + \lambda_1 + \frac{2 \cdot P_{23} \cdot r_{23}}{U_{ном}^2} - \lambda_1 + \lambda_2 - \left(\frac{2 \cdot P_{13} \cdot r_{13}}{U_{ном}^2} + \lambda_2 \right) = \\ & = \frac{2 \cdot P_{12}}{U_{ном}^2} \cdot r_{12} + \frac{2 \cdot P_{23}}{U_{ном}^2} \cdot r_{23} - \frac{2 \cdot P_{13} \cdot r_{13}}{U_{ном}^2} = 0 \\ & \frac{2}{U} \cdot \left(\frac{P_{12}}{U_{ном}} \cdot r_{12} + \frac{P_{23}}{U_{ном}} \cdot r_{23} - \frac{P_{13}}{U_{ном}} \cdot r_{13} \right) = 0 \\ \text{т.е.} \quad & \frac{P_{12}}{U_{ном}} \cdot r_{12} + \frac{P_{23}}{U_{ном}} \cdot r_{23} - \frac{P_{13}}{U_{ном}} \cdot r_{13} = 0 \end{aligned} \quad (42)$$

Получили выражение аналогичное

$$\frac{\underline{S}_{12}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \underline{Z}_{12}^* + \frac{\underline{S}_{23}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \underline{Z}_{23}^* - \frac{\underline{S}_{13}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \underline{Z}_{13}^* = 0$$

что для простой замкнутой сети, только наше выражение с r вместо Z и при $Q = 0$. Далее решаем 4 и 5 уравнения системы (3.3.5)

$$\begin{aligned}
 P_{12} - P_{23} - P_2 + P_{13} + P_{23} - P_3 &= 0 \\
 P_{12} - P_2 - P_3 + P_{13} &= 0 \\
 \begin{cases} P_{13} = P_2 + P_3 - P_{12} \\ P_{23} = P_{12} - P_2 \end{cases} \\
 \frac{P_{12}}{U_{ном}} \cdot r_{12} + \frac{(P_{12} - P_2)}{U_{ном}} \cdot r_{23} - \frac{P_2 + P_3 - P_{12}}{U_{ном}} \cdot r_{13} &= 0 \\
 \frac{1}{U_{ном}} \cdot (P_{12} \cdot r_{12} + P_{12} \cdot r_{23} - P_2 \cdot r_{13} - P_2 \cdot r_{13} - P_3 \cdot r_{13} + P_{12} \cdot r_{13}) &= 0 \\
 P_{12} \cdot (r_{12} + r_{23} + r_{13}) &= P_2 \cdot (r_{23} + r_{13}) + P_3 \cdot r_{13} \\
 P_{12} &= \frac{P_2 \cdot (r_{23} + r_{13}) + P_3 \cdot r_{13}}{r_{12} + r_{23} + r_{13}}
 \end{aligned} \tag{43}$$

Оба метода дают одинаковое решение.

Как правило решение задачи оптимизации находит в результате численного решения системы уравнений, соответствующей условию минимума функции Лагранжа.

4. Определение оптимального распределения нагрузки между ТЭС методом множителей Лагранжа. Относительные приросты ТЭС.

Пусть имеется ЭС с числом n ТЭС, для которых заданы расходные характеристики $B_i(P_i)$ (на i -ой ТЭС) суммарная нагрузка P_Σ .

Задачу наиболее выгоднейшего распределения нагрузки рассмотрим при помощи метода Лагранжа:

$$1) \text{ Уравнение цели: } B = B_1(P_{Г1}) + \dots + B_n(P_{Гn}) \rightarrow \min$$

где B - суммарный расход топлива.

$$2) \text{ Уравнение связи: } B = f(P_{Гi})$$

$$3) \text{ Уравнение ограничений: } \sum_1^n P_{Гi} - P_\Sigma - \Pi = 0$$

где P_Σ -суммарная нагрузка.

Π - потери.

$$4) \text{ Функция Лагранжа: } \Phi = (B_1 + \dots + B_n) + \lambda \cdot (\sum P_{Гi} - P_\Sigma - \Pi).$$

Дифференцируя функцию Лагранжа по $P_{Г1} \dots P_{Гn}$ и приравняв все производные

к нулю, получим:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial \Phi}{\partial P_{r_1}} = \frac{\partial B_1}{\partial P_{r_1}} + \lambda(1 - \frac{\partial \Pi}{\partial P_{r_1}}) = 0 \quad ; \quad \lambda = (-\frac{\partial B_1}{\partial P_{r_1}})/(1 - \frac{\partial \Pi}{\partial P_{r_1}}) \\ \\ \frac{\partial \Phi}{\partial P_{r_n}} = \frac{\partial B_n}{\partial P_{r_n}} + \lambda(1 - \frac{\partial \Pi}{\partial P_{r_n}}) = 0 \quad ; \quad \lambda = (-\frac{\partial B_n}{\partial P_{r_n}})/(1 - \frac{\partial \Pi}{\partial P_{r_n}}) \end{array} \right.$$

Таким образом, условия оптимизации:

$$\frac{-\frac{\partial B_1}{\partial P_{\Gamma_1}}}{(1-\frac{\partial \Pi}{\partial P_{\Gamma_1}})} = = \frac{-\frac{\partial B_n}{\partial P_{\Gamma_n}}}{(1-\frac{\partial \Pi}{\partial P_{\Gamma_n}})} = idem$$

$\epsilon_i = -\frac{\partial B_i}{\partial P_{Gi}}$ ---относительный прирост расхода топлива (на сколько изменится расход топлива, если мощность i -ой станции измениться на ∂P_i).

$$\sigma_i = \frac{\partial \Pi}{\partial P_{Gi}} \text{ --- относительный прирост потерь активной мощности (на сколько)}$$

изменяться потери активной мощности, если мощность i -ой станции измениться на ∂P_i)

Условие оптимальности распределения нагрузки:

$$\mu = \frac{\epsilon_i}{1 - \sigma_i} = idem$$

Если $-\frac{\partial B_i}{\partial P_{\Gamma i}} \geq 0$ и выполняется условие оптимальности, то функции соответствует $\min$, иначе $\max$.

Физический смысл условия оптимальности:

$$\frac{-\frac{\Delta B_1}{\Delta P_{F1}}}{(1-\frac{\Delta \Pi}{\Delta P_{F1}})} = = \frac{\Delta B}{\Delta P_F - \Delta \Pi} = \frac{\Delta B}{\Delta P_H} = idem$$

ΔP_H -мощность доведенная до потребителя.

Если $\frac{\Delta B}{\Delta P_H} \neq idem$, то на какой либо эл. станции наблюдается чрезмерный расход топлива, т.е. не рациональное распределение нагрузки, не экономично.

5. Определение оптимального распределения нагрузки между ТЭС методом множителей Лагранжа. Структурная схема алгоритма.

Пусть имеется ЭС с числом n ТЭС, для которых заданы расходные характеристики $B_i(P_i)$ (на i -ой ТЭС) суммарная нагрузка P_Σ .

Задачу невыгоднейшего распределения нагрузки рассмотрим при помощи метода Лагранжа:

5) Уравнение цели: $B = B_1(P_{\Gamma_1}) + \dots + B_n(P_{\Gamma_n}) \rightarrow \min$

где B - суммарный расход топлива.

6) Уравнение связи: $B = f(P_{\Gamma})$

7) Уравнение ограничений: $\sum_1^n P_{\Gamma_i} - P_{\Sigma} - \Pi = 0$

где P_{Σ} -суммарная нагрузка.

П- потери.

8) Функция Лагранжа: $\Phi = (B_1 + \dots + B_n) + \lambda \cdot (\sum P_{\Gamma_i} - P_{\sum} - \Pi)$.

Дифференцируя функцию Лагранжа по $P_1 \dots P_n$ и приравняв все производные к нулю, получим:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial \Phi}{\partial P_{r_1}} = \frac{\partial B_1}{\partial P_{r_1}} + \lambda(1 - \frac{\partial \Pi}{\partial P_{r_1}}) = 0 \quad ; \quad \lambda = (-\frac{\partial B_1}{\partial P_{r_1}})/(1 - \frac{\partial \Pi}{\partial P_{r_1}}) \\ \\ \frac{\partial \Phi}{\partial P_{r_n}} = \frac{\partial B_n}{\partial P_{r_n}} + \lambda(1 - \frac{\partial \Pi}{\partial P_{r_n}}) = 0 \quad ; \quad \lambda = (-\frac{\partial B_n}{\partial P_{r_n}})/(1 - \frac{\partial \Pi}{\partial P_{r_n}}) \end{array} \right.$$

Таким образом, условия оптимизации:

$$\frac{-\frac{\partial B_1}{\partial P_{\Gamma_1}}}{(1-\frac{\partial \Pi}{\partial P_{\Gamma_1}})} = = \frac{-\frac{\partial B_n}{\partial P_{\Gamma_n}}}{(1-\frac{\partial \Pi}{\partial P_{\Gamma_n}})} = idem$$

$$\epsilon_i = -\frac{\partial B_i}{\partial P_{Fi}} \text{ --- относительный прирост расхода топлива (на сколько изме-}$$

ниться расход топлива, если мощность i -ой станции измениться на ∂P_i).

$$\sigma_i = \frac{\partial \Pi}{\partial P_{Gi}} \text{ --- относительный прирост потерь активной мощности (на}$$

сколько изменяться потери активной мощности, если мощность i -ой станции измениться на ∂P_i).

5.1. Условие оптимальности распределения нагрузки:

$$\mu = \frac{b_i}{1 - \sigma_i} = idem$$

Если $-\frac{\partial B_i}{\partial P_{Gi}} \geq 0$ и выполняется условие оптимальности, то функции соответствует min, иначе max.

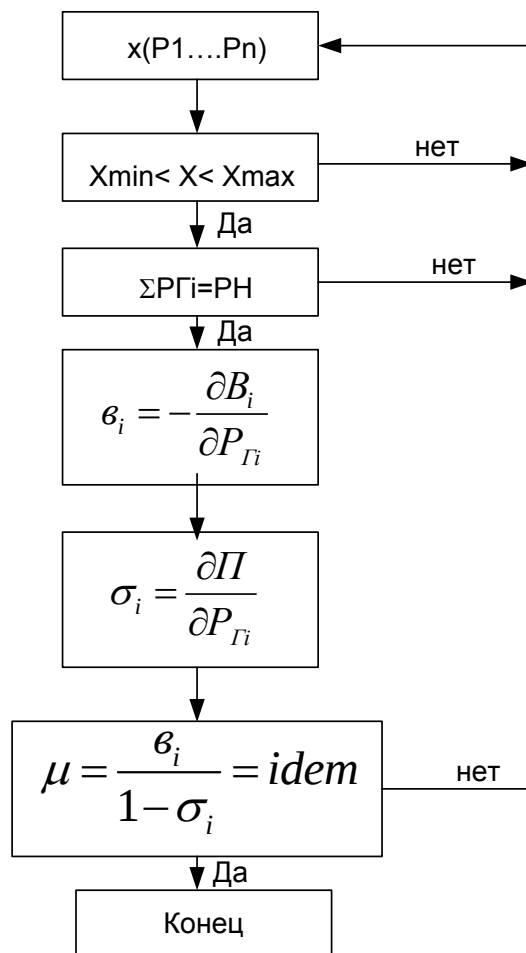
Физический смысл условия оптимальности:

$$\frac{-\frac{\Delta B_1}{\Delta P_{G1}}}{(1 - \frac{\Delta \Pi}{\Delta P_{G1}})} = \dots = \frac{\Delta B}{\Delta P_G - \Delta \Pi} = \frac{\Delta B}{\Delta P_H} = idem$$

ΔP_H --мощность доведенная до потребителя.

Если $\frac{\Delta B}{\Delta P_H} \neq idem$, то на какой либо эл. станции наблюдается чрезмерный расход топлива, т.е. не рациональное распределение нагрузки, не экономично.

Алгоритм



5.2. Наивыгоднейшее распределение нагрузки между ТЭС без учета потерь активной мощности. Физический смысл равенства относительных приростов.

Это случай задачи наивыгоднейшего распределения нагрузки между агрегатами электростанций или в ЭС с высокой концентрацией мощности.

$$\pi = 0 \Rightarrow \sigma = 0$$

$v_1 = v_2 = \dots v_n = \text{idem}$ -условие оптимальности, т.е. оно соответствует равенству относительных приростов

Рассмотрим на примере из 2-х агрегатов электростанцию

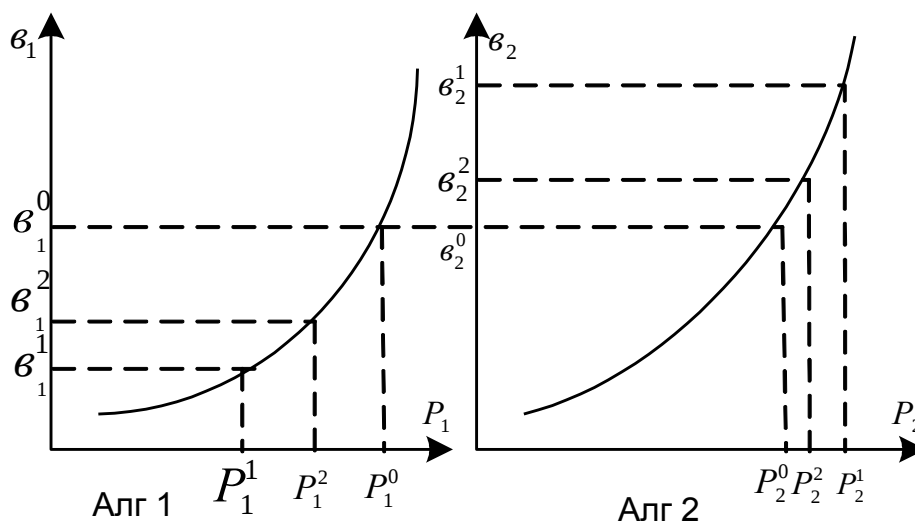


Рис.2.

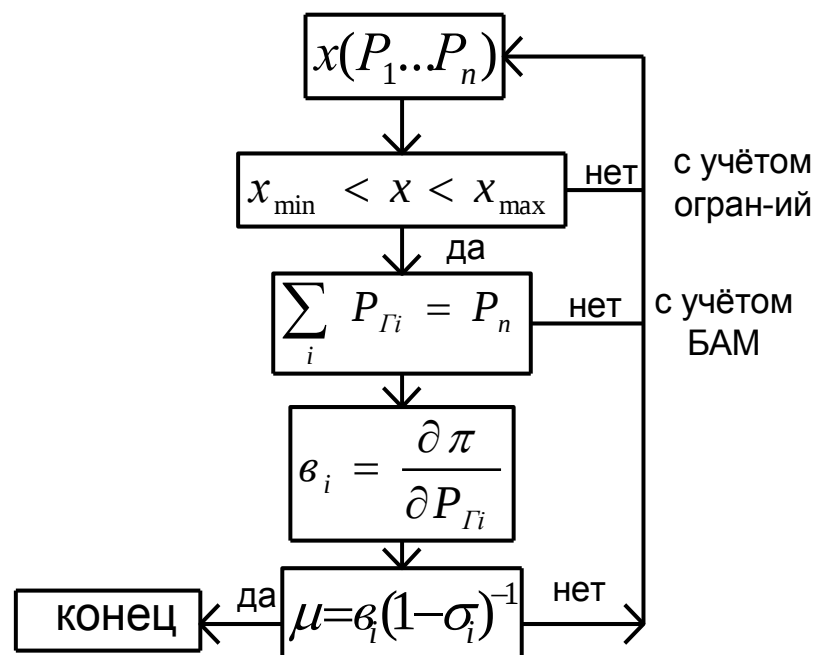
Если у двух агрегатов имеющих мощность P_1 и P_2 и возрастные характеристики $v_i(P_i)$ и относительные приросты, не равные друг другу ($v_1 < v_2$).

Догрузим агрегат 1 на некоторое значение ΔP , а агрегат 2 –разгрузим наэто же ΔP

Когда $v_1^0 = v_2^0 = \text{idem}$, дальнейшее перераспределение нагрузки не принесёт экономии $\Rightarrow$ мы имеем наивыгоднейшее распределение нагрузки – оптимальный режим.

Алгоритм оптимизации с исполнением ЭВМ

$x(P_1 \dots P_n)$ - берётся произ-ое распт- ие нагрузки между электростанций



6. Основные виды потребителей электроэнергии.

Графики нагрузок электроустановок

6.1. Основные виды потребителей электроэнергии

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие три категории:

Электроприемники I категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству; повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Из состава электроприемников I категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования.

Электроприемники II категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники III категории - все остальные электроприемники, не подходящие под определения I и II категорий.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв

их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы электроприемников I категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

В качестве третьего независимого источника питания для особой группы электроприемников и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников I категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), специальные агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т. п.

Если резервированием электроснабжения нельзя обеспечить необходимой непрерывности технологического процесса или если резервирование электроснабжения экономически нецелесообразно, должно быть осуществлено технологическое резервирование, например, путем установки взаимно резервирующих технологических агрегатов, специальных устройств безаварийного останова технологического процесса, действующих при нарушении электроснабжения.

Электроснабжение электроприемников I категории с особо сложным непрерывным технологическим процессом, требующим длительного времени на восстановление рабочего режима, при наличии технико-экономических обоснований рекомендуется осуществлять от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, к которым предъявляются дополнительные требования, определяемые особенностями технологического процесса.

Электроприемники II категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприемников II категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Допускается питание электроприемников II категории по одной ВЛ, в том числе с кабельной вставкой, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта этой линии за время не более 1 сут. Кабельные вставки этой линии должны выполняться двумя кабелями, каждый из которых выбирается по наибольшему длительному току ВЛ. Допускается питание электроприемников II категории по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату.

При наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены повредившегося трансформатора за время не более 1 сут. допускается питание электроприемников II категории от одного трансформатора.

Для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 сут.

6.2. ГРАФИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

а) Общие положения.

Электрическая нагрузка отдельных потребителей, а следовательно, и суммарная их нагрузка, определяющая режим работы электростанций в энергосистеме, непрерывно меняется. Принято отражать этот факт графиком нагрузки, т. е. диаграммой изменения мощности (тока) электроустановки во времени.

По виду фиксируемого параметра различают графики активной P , реактивной Q , полной (кажущейся) S мощностей и тока I электроустановки.

Как правило, графики отражают изменение нагрузки за определенный период времени. По этому признаку их подразделяют на суточные (24 ч), сезонные, годовые и т. п.

По месту изучения или элементу энергосистемы, к которому они относятся, графики можно разделить на следующие группы:

- графики нагрузки потребителей, определяемые на шинах подстанций;
- сетевые графики нагрузки - на шинах районных и узловых подстанций;
- графики нагрузки энергосистемы, характеризующие результирующую нагрузку энергосистемы;
- графики нагрузки электростанций.

Графики нагрузки используют для анализа работы электроустановок, для проектирования системы электроснабжения, для составления прогнозов электропотребления, планирования ремонтов оборудования, а также в процессе эксплуатации для ведения нормального режима работы.

б) Суточные графики нагрузки потребителей

Фактический график нагрузки может быть получен с помощью регистрирующих приборов, которые фиксируют изменения соответствующего параметра во времени.

Перспективный график нагрузки потребителей определяется в процессе проектирования. Для его построения надо располагать прежде всего сведениями об установленной мощности электроприемников, под которой понимают их суммарную номинальную мощность. Для активной нагрузки:

$$P_{\text{уст}} = \sum P_{\text{ном}}. \quad (44)$$

Присоединенная мощность на шинах подстанции потребителей:

$$P_{\text{пр}} = \frac{\sum P_{\text{ном}}}{\eta_{\text{ср,п}} \eta_{\text{ср,с}}}, \quad (45)$$

где $\eta_{\text{ср,п}}$ и $\eta_{\text{ср,с}}$ - соответственно средние КПД электроустановок потребителей и местной сети при номинальной нагрузке.

В практике эксплуатации обычно действительная нагрузка потребителей меньше суммарной установленной мощности. Это обстоятельство учитывается коэффициентами одновременности k_0 и загрузки k_z . Тогда выражение для максимальной нагрузки потребителя будет иметь вид:

$$P_{max} = \frac{k_0 k_3}{\eta_{ср, п} \eta_{ср, с}} \sum P_{ном} = k_{спр} \sum P_{ном}, \quad (46)$$

где $k_{спр}$ - коэффициент спроса для рассматриваемой группы потребителей.

Кроме P_{max} , для построения графика необходимо знать характер изменения нагрузки потребителя во времени, который при проектировании обычно определяется по типовым графикам.

Типовой график нагрузки строится по результатам исследования аналогичных действующих потребителей и приводится в справочной литературе в виде, показанном на рис. 3, а.

Для удобства расчетов график выполняется ступенчатым. Наибольшая возможная за сутки нагрузка принимается за 100%, а остальные ступени графика показывают относительное значение нагрузки для данного времени суток.

При известном P_{max} можно перевести типовой график в график нагрузки данного потребителя, используя соотношение для каждой ступени графика:

$$P_{ст} = \frac{n \%}{100} P_{max},$$

где $n \%$ - ордината соответствующей ступени типового графика, %.

На рис. 3,б показан график потребителя электроэнергии, полученный из типового (рис. 3, а) при $P_{max} = 20$ МВт. Обычно для каждого потребителя дается несколько суточных графиков, которые характеризуют его работу в разное время года и в разные дни недели. Это - типовые графики зимних и летних суток для рабочих дней,

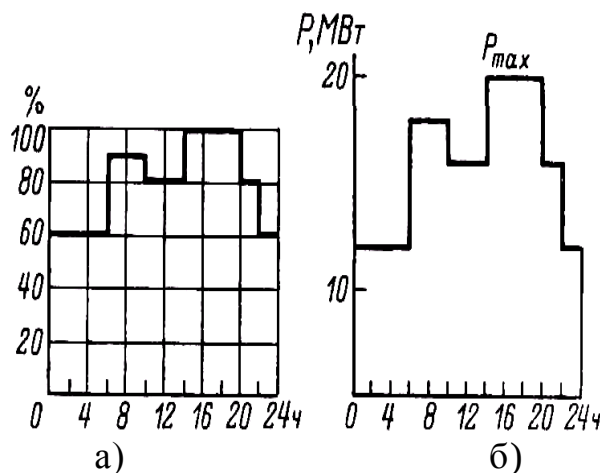


Рис.3. Суточные графики активной нагрузки потребителя

график выходного дня и т. д. Основным является обычно зимний суточный график рабочего дня. Его максимальная нагрузка P_{max} принимается за 100%, и ординаты всех остальных графиков задаются в процентах именно этого значения (рис. 4).

Кроме графиков активной нагрузки, используют графики реактивной

нагрузки. Типовые графики реактивного потребления также имеют ординаты ступеней, %, абсолютного максимума:

$$Q_{max} = P_{max} \operatorname{tg} \varphi_{max}, \quad (47)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{max}$ определяется по значению $\cos \varphi_{max}$, которое должно быть задано как исходный параметр для данного потребителя.

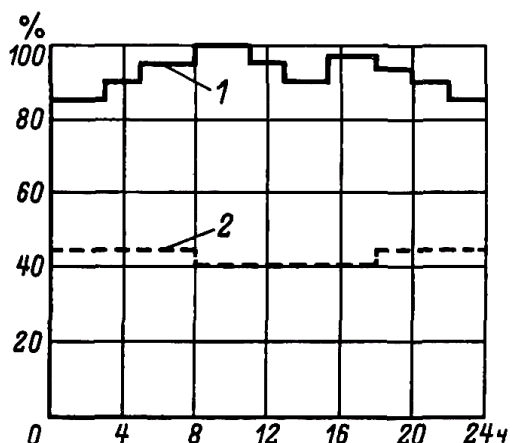


Рис.4. Пример типового графика конкретного вида производства (черная металлургия):
1-график рабочего дня;
2- график выходного дня.

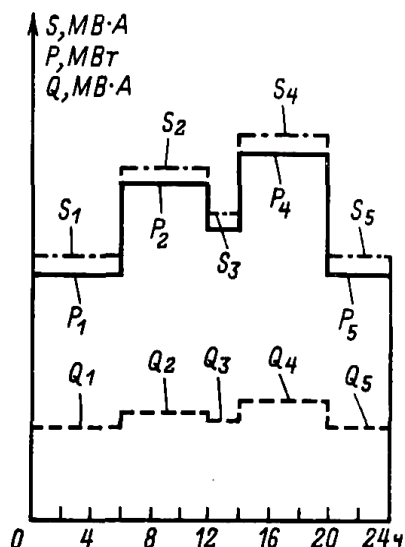


Рис.5. Суточные графики активной, реактивной и полной мощности потребителя.

Суточный график полной мощности можно получить, используя известные графики активной и реактивной нагрузок. Значения мощности по ступеням графика (рис. 1.26) определяются по выражениям:

$$\begin{aligned} S_1 &= \sqrt{P_1^2 + Q_1^2}; \\ S_2 &= \sqrt{P_2^2 + Q_2^2}; \\ &\dots \dots \dots \\ S_n &= \sqrt{P_n^2 + Q_n^2}, \end{aligned} \quad (48)$$

где P_n и Q_n — активная и реактивная нагрузки данной ступени в именованных единицах.

в) Суточные графики районных подстанций.

Эти графики определяются с учетом потерь активной и реактивной мощностей в линиях и трансформаторах при распределении электроэнергии.

Потери мощности от протекания тока в проводах линий и в обмотках трансформаторов являются переменными величинами, зависящими от нагрузки. Постоянную часть потерь мощности в сети определяют в основном потери хо-

лостого хода трансформаторов.

Постоянные потери распределения $\Delta P_{p,i}^{пост}$, $\Delta Q_{p,i}^{пост}$ и переменные потери $\Delta P_{p,i,\max}^{пер}$, $\Delta Q_{p,i,\max}^{пер}$ для максимального режима в i -м элементе сети (линии, трансформаторе) находят с использованием известных методов. Суммарные потери для любой ступени графика нагрузки подстанции могут быть найдены из выражений

$$\Delta P_{p,n} = \Sigma P_{p,i}^{пост} + \Sigma P_{p,i,\max}^{пер} \left(\frac{S_i}{S_{i,\max}} \right);$$

$$\Delta Q_{p,n} = \Sigma Q_{p,i}^{пост} + \Sigma Q_{p,i,\max}^{пер} \left(\frac{S_i}{S_{i,\max}} \right);$$

где S_i — нагрузка i -го элемента сети, соответствующая рассматриваемой n -й ступени суммарного графика нагрузки; $S_{i,\max}$ — нагрузка элемента (линии, трансформатора), при которой определены $\Delta P_{p,i,\max}^{пер}$, $\Delta Q_{p,i,\max}^{пер}$.

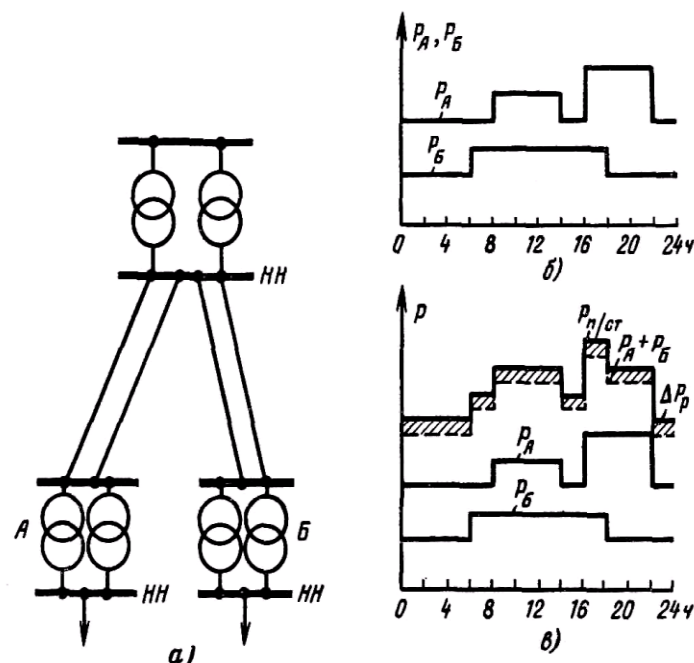


Рис.6. График активной нагрузки электрической сети (на шинах районной станции): а-схема сети; б-графики нагрузки отдельных потребителей; в-суммарный график нагрузки.

Способ построения графика активной нагрузки для конкретной сети показан на рис.6.

з) Суточные графики нагрузки электростанций.

Суммируя графики нагрузки потребителей и потери распределения в электрических сетях в целом по энергосистеме, получают результирующий график нагрузки электростанций энергосистемы.

График нагрузки генераторов энергосистемы получают из графика мощности, отпускаемой с шин, учитывая дополнительно расход электроэнергии на собственные нужды (рис. 4.2.5). При значительных колебаниях нагрузки электростанций необходимо учитывать переменный характер потребления собственных нужд

$$P_{c,n} = \left(0,4 + 0,6 \frac{P_i}{P_{уст}} \right) P_{c,n,max} ,$$

где P_i - мощность, отдаваемая с шин станции; $P_{уст}$ - установленная мощность генераторов; $P_{c,n,max}$ - максимальный расход на собственные нужды; коэффициенты 0,4 и 0,6 приблизительно характеризуют соответствующую долю постоянной и переменной части расхода на собственные нужды $P_{c,n,max}$.

Нагрузка между отдельными электростанциями распределяется таким образом, чтобы обеспечить максимальную экономичность работы в целом по энергосистеме. Исходя из этих соображений, диспетчерская служба энергосистемы задает электростанциям суточные графики нагрузки.

При проектировании электрической части электростанции необходимо знать график нагрузки трансформаторов и автотрансформаторов связи с энергосистемой. Способ построения такого графика для трансформаторов связи ТЭЦ с энергосистемой показан на рис. 7.

Требуемый график P_T получают, вычитая из графика нагрузки генераторов P_G график потребления местной нагрузки и расход электроэнергии на собственные нужды $P_{c,n}$.

д) Годовой график продолжительности нагрузок.

Этот график показывает длительность работы установки в течение года с различными нагрузками. По оси ординат откладывают нагрузки в соответствующем масштабе, по оси абсцисс - часы года от 0 до 8760. Нагрузки на графике располагают в порядке их убывания от P_{max} до P_{min} (рис. 8).

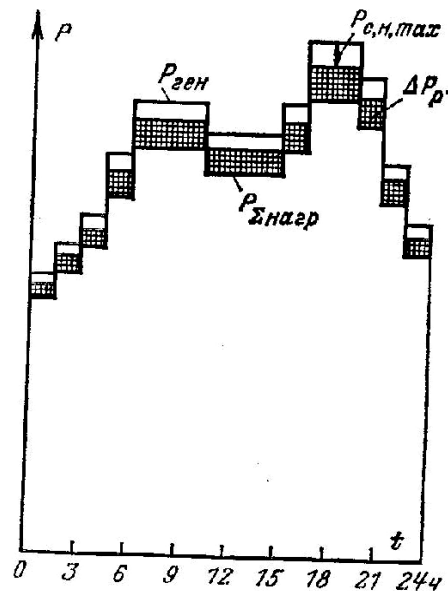


Рис. 6. Графики активной нагрузки энергосистемы.

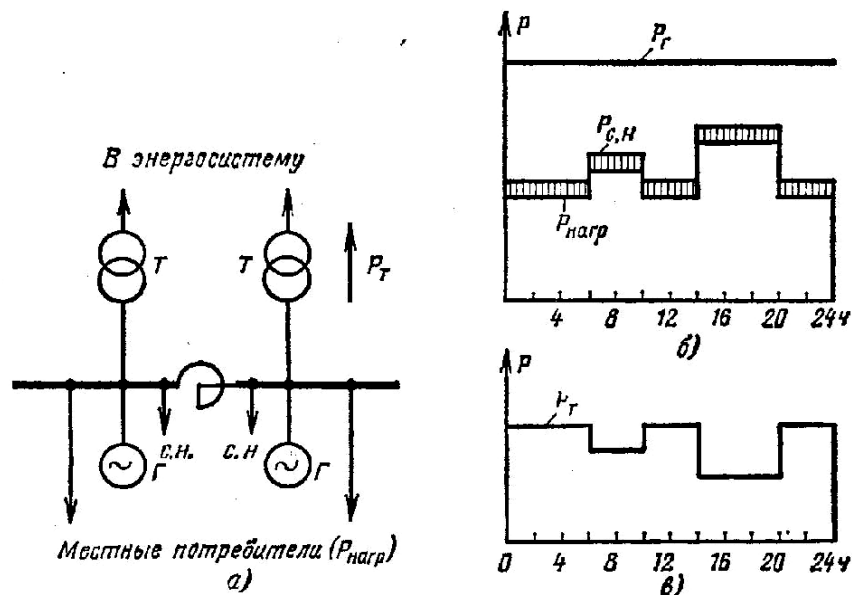


Рис.7. Графики активной нагрузки для ТЭЦ, работающей в энергосистеме: а-поясняющая схема; б-графики выработки и потребления мощности на генераторном напряжении; в-график нагрузки трансформаторов связи.

Построение годового графика продолжительности нагрузок производится на основании известных суточных графиков. На рис. 9 показан способ построения графика при наличии двух суточных графиков нагрузки-зимнего (183 дня) и летнего (182 дня).

Для наиболее распространенных потребителей электроэнергии в справочниках приводятся типовые графики активной и реактивной нагрузок по продолжительности.

График продолжительности нагрузок применяют в расчетах технико-

экономических показателей установки, расчетах потерь электроэнергии, при оценке использования оборудования в течение года и т. п.

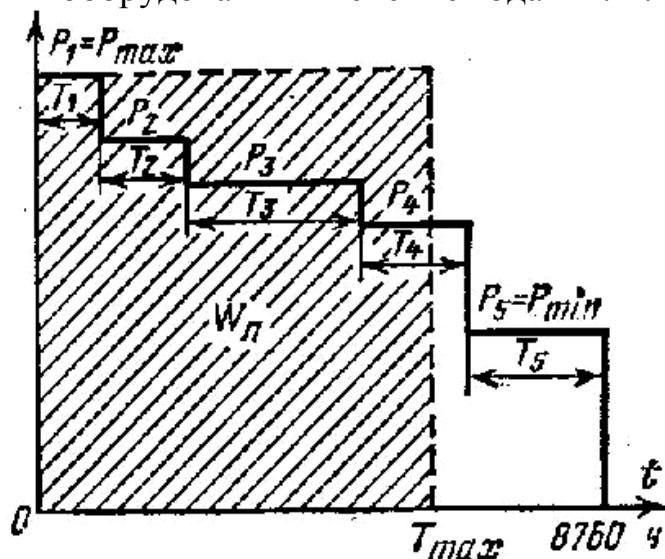


Рис. 8. Годовой график продолжительности нагрузок

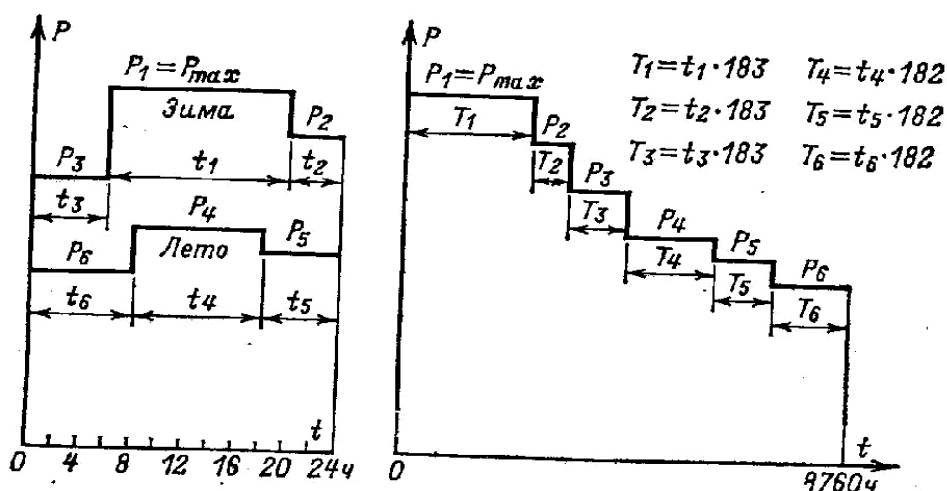


Рис. 9. Способ построения годового графика продолжительности нагрузок

е) Техничко-экономические показатели, определяемые из графиков нагрузки

Площадь, ограниченная кривой графика активной нагрузки, численно равна энергии, произведенной или потребленной электроустановкой за рассматриваемый период:

$$W_n = \sum P_i T_i,$$

где P_i — мощность i -й ступени графика; T_i — продолжительность ступени. Средняя нагрузка установки за рассматриваемый период (сутки, год) равна:

$$P_{cp} = \frac{W_n}{T},$$

где T — длительность рассматриваемого периода; W_n — электроэнергия за рассматриваемый период.

Степень неравномерности графика работы установки оценивают коэффициентом заполнения

$$k_{zn} = \frac{W_n}{P_{\max} T} = \frac{P_{cp}}{P_{\max}}.$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки показывает, во сколько раз выработанное (потребленное) количество электроэнергии за рассматриваемый период (сутки, год) меньше того количества энергии, которое было бы выработано (потреблено) за то же время, если бы нагрузка установки все время была максимальной. Очевидно, что чем равномернее график, тем ближе значение k_{zn} к единице.

Для характеристики графика нагрузки установки можно воспользоваться также условной продолжительностью использования максимальной нагрузки

$$T_{\max} = \frac{W_n}{P_{\max}} = \frac{P_{cp} T}{P_{\max}} = k_{zn} T.$$

Эта величина показывает, сколько часов за рассматриваемый период T (обычно год) установка должна была бы работать с неизменной максимальной нагрузкой, чтобы выработать (потребить) действительное количество электроэнергии W_n за этот период времени. Определение величины $T_{\max}$ можно проиллюстрировать на примере рис. 7.

В практике применяют также коэффициент использования установленной мощности или продолжительность использования установленной мощности

$$k_u = \frac{W_n}{T P_{уст}} = \frac{P_{cp}}{P_{уст}},$$

$$T_{уст} = \frac{W_n}{P_{уст}} = k_u T.$$

В формулах и под $P_{уст}$ следует понимать суммарную установленную мощность всех агрегатов, включая резервные.

Коэффициент использования k_u характеризует степень использования установленной мощности агрегатов. Очевидно, что $k_u < 1$, а $T_{уст} < T$. С учетом соотношения $P_{уст} \geq P_{\max}$ имеем $k_u \leq k_{zn}$.

Нагрузка энергосистемы в течение суток меняется в зависимости от нагрузки присоединенных потребителей (рис. 10). Распределение нагрузок между электростанциями, входящими в систему, должно обеспечить наиболее эффективную работу станций и наименьшие потери от перетоков в сетях. Базовую часть графика ($P < P_{\text{НГ MIN}}$) покрывают: ГЭС в соответствии с пропуском воды, необходимым по условиям судоходства и санитарным требованиям (во время паводка участие ГЭС в базовой части увеличивают, чтобы не сбрасывать бесполезно воду); АЭС, регулирование мощности которых затруднительно; ТЭЦ, работающие по тепловому графику.

Пиковая часть графика ($P > P_{\text{нг min}}$) покрывается ГАЭС и ГЭС средней мощности. В провале графика (от 0 до 7 ч) ГАЭС работает в насосном режиме, накапливая воду в напорном водохранилище, а в максимум нагрузки (от 8 до 22 ч) ГАЭС работает в генераторном режиме, покрывая пик нагрузки. Выровненная ГАЭС нагрузка покрывается КЭС, работа которых наиболее экономична при равномерной нагрузке.

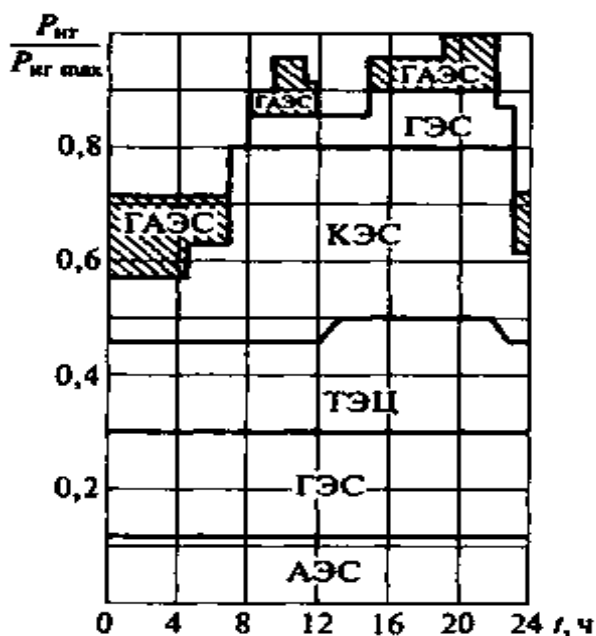


Рис.10. Суточный график нагрузки энергосистемы и графики электростанций, участвующих в выработке электроэнергии

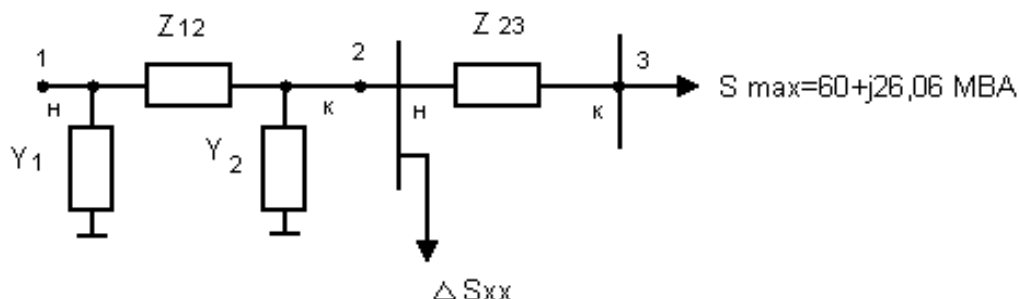
7. ЗАДАЧИ

Задача №1 Определить потери электроэнергии на временном промежутке для предложенной схемы.

Пример: На П станции установлено два трансформатора ТРДН -40000/110, которые питаются по двум ВЛ сечением АС-240 длиной 40 км. Нагрузка ПС в максимальном режиме 60 Вт, $\cos\varphi = 0,9$. График нагрузки в относительных единицах приведен в таблице. Определить потери электрической энергии за сутки и КПД.

Время, час	0-6	6-14	14-20	20-24
P, о.е.	0,5	1	0,7	0,4

Решение:



Параметры схемы замещения:

$$R = \frac{R_0 \cdot l}{n} = \frac{0,122 \cdot 40}{2} = 2,44 \text{ Ом}; \quad X = \frac{X_0 \cdot l}{n} = \frac{0,405 \cdot 40}{2} = 8,1 \text{ Ом};$$

$$Z_{12} = 2,44 + j8,1 \text{ Ом}$$

Для $U = 110 \text{ кВ}$ потери на корону не учитывают, поэтому

$$Y = G + jB = jB = jB_0 \cdot l \cdot n = 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 40 \cdot 2 = 2,25 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$Y_1 = Y_2 = Y/2 = 112,5 \text{ мкСм};$$

$$Z_{23} = Z_T / 2 = 0,7 + j17,35 \text{ Ом};$$

$$\Delta S_{\text{ххТ}} = 0,036 + j0,26 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{хх}} = 2 \cdot \Delta S_{\text{ххТ}} = 0,072 + j0,52 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{MAX}} = P_{\text{MAX}} + jQ_{\text{MAX}}; \quad Q_{\text{MAX}} = P_{\text{MAX}} \cdot \tan\varphi = 26,06 \text{ МВАр};$$

1) Максимальный режим

$$S_{23}^K = 60 + j26,06 \text{ МВА}$$

Потери в трансформаторе:

$$\Delta S_T = \frac{P_{23}^2 + Q_{23}^2}{U^2} \cdot R_T + j \frac{P_{23}^2 + Q_{23}^2}{U^2} \cdot X_T =$$

$$= \frac{60^2 + 26,06^2}{110^2} \cdot 0,7 + j \left(\frac{60^2 + 26,06^2}{110^2} \right) \cdot 17,35 = 0,248 + j6.136MBA$$

$$S^H_{23} = S^K_{23} + \Delta S_T = 60,248 + j32,196MBA;$$

$$S^K_{12} = S^H_{23} + \Delta S_{XXT} = 60,32 + j32,72MBA;$$

$$S^K_{л12} = S^K_{12} + \Delta S_2, \partial \Delta S_2 = U^2 \cdot Y_2^* = -j1.36MBAp;$$

$$S^K_{л12} = 60,32 + j31.36MBA;$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{12} &= \frac{P^2_{л12} + Q^2_{л12}}{U^2} \cdot R_{л} + j \frac{P^2_{л12} + Q^2_{л12}}{U^2} \cdot X_{л} = \\ &= \frac{60,32^2 + 31,36^2}{110^2} \cdot 2,44 + j \left(\frac{60,32^2 + 31,36^2}{110^2} \right) \cdot 8,1 = 0,93 + j3,09MBA \end{aligned}$$

;

$$S^H_{л12} = S^K_{л12} + \Delta S_{12} = 61,25 + j34,45MBA;$$

$$S^H_{12} = S^H_{л12} + \Delta S_1 = 61,25 + j33,09MBA;$$

Суммарные потери мощности:

- в продольных элементах:

$$\Delta S_{ПРОД} = \Delta S_T + \Delta S_{л} = 0,257 + j6,37 + 0,935 + j3.1 = 1.178 + j9.23MBA$$

- в поперечных элементах:

$$\Delta S_{ПОПЕР} = \Delta S_1 + \Delta S_2 + \Delta S_{XX} = -j2 \cdot 1.36 + 0.072 + j0.52 = 0.072 - j2.2MBA$$

$$S_{0,4} = 0,4 \cdot S_{MAX} = 24 + j11,6MBA = S^K_{23};$$

$$\Delta S_T = 0,04 + j1,02MBA;$$

$$S^H_{23} = 24,04 + j12,6MBA;$$

$$S^K_{12} = 24,112 + j13,12MBA;$$

$$S^K_{л12} = 24,112 + j11,76MBA;$$

$$\Delta S_{12} = 0,15 + j0,48MBA;$$

$$S^H_{л12} = 24,3 + j12,24MBA;$$

$$S^H_{12} = 24,3 + j10,88MBA;$$

$$\Delta S_{ПРОД} = 0,19 + j1,5MBA; \quad \Delta S_{ПОПЕР} = 0.072 - j2.2MBA;$$

$$3) S_{0,5} = 30 + j14,5MBA = S^K_{23};$$

$$\Delta S_T = 0,06 + j1,59MBA;$$

$$S_{23}^H = 30,06 + j16,1MBA;$$

$$S_{12}^K = 30,132 + j16,63MBA;$$

$$S_{л12}^K = 30,132 + j15,3MBA;$$

$$\Delta S_{12} = 0,23 + j0,76MBA;$$

$$S_{л12}^H = 30,36 + j16,06MBA;$$

$$S_{12}^H = 30,36 + j14,7MBA;$$

$$\Delta S_{ПРОД} = 0,29 + j2,35MBA; \quad \Delta S_{ПОПЕР} = 0,072 - j2,2MBA;$$

$$4) S_{0,7} = 42 + j20,3MBA = S_{23}^K$$

$$\Delta S_T = 0,13 + j3,12MBA;$$

$$S_{23}^H = 42,13 + j23,42MBA;$$

$$S_{12}^K = 42,2 + j23,94MBA;$$

$$S_{л12}^K = 42,2 + j22,6MBA;$$

$$\Delta S_{12} = 0,46 + j1,53MBA;$$

$$S_{л12}^H = 42,7 + j24,13MBA;$$

$$S_{12}^H = 42,7 + j22,8MBA;$$

$$\Delta S_{ПРОД} = 0,59 + j4,65MBA; \quad \Delta S_{ПОПЕР} = 0,072 - j2,2MBA;$$

Постоянные потери активной энергии за сутки:

$$\Delta \mathcal{E}_{ПОСТ} = \Delta P_{ПОПЕР} \cdot T_{СУТ} = 0,072 \cdot 24 = 1,728 MBm \cdot ч;$$

$$\Delta \mathcal{E}_{ПЕРЕМ.СУТ} = t_1 \cdot \Delta P_{1ПРОД} + t_{0,7} \cdot \Delta P_{0,7ПРОД} + t_{0,5} \cdot \Delta P_{0,5ПРОД} + t_{0,4} \cdot \Delta P_{0,4ПРОД} =$$

$$= 8 \cdot 1,178 + 6 \cdot 0,59 + 6 \cdot 0,29 + 4 \cdot 0,19 = 15,46 MBm \cdot ч;$$

$$\text{КПД передачи: } \eta = \frac{P^K}{P^H}$$

$$1) \text{ Максимальный режим } \eta = \frac{60}{61,27} = 0,98 \approx 98\%$$

$$2) S = 0,5 \cdot S_{MAX}; \quad \eta = \frac{30}{30,36} = 0,99 \approx 99\%$$

$$3) S = 0,4 \cdot S_{MAX}; \quad \eta = \frac{24}{24,3} = 0,99 \approx 99\%$$

$$4) S = 0,7 \cdot S_{MAX}; \quad \eta = \frac{42}{42,7} = 0,98 \approx 98\%$$

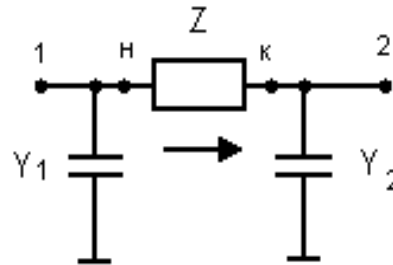
Задача №2

Построить векторные диаграммы токов и напряжений линии на холостом ходу.

Пример: Построить векторные диаграммы токов и напряжений линии 500 кВ на холостом ходу, выполненной проводом 2АС-500*3, длиной 230 км. Напряжение в начале электропередачи 510 кВ.

Решение:

Схема замещения:



Параметры схемы замещения:

$$R = \frac{R_0 \cdot l}{n} = \frac{0.02 \cdot 230}{2} = 2.3 \text{ Ом};$$

$$X = \frac{X_0 \cdot l}{n} = \frac{0.304 \cdot 230}{2} = 34.96 \text{ Ом}$$

Для простоты расчета не будем учитывать потери на корону, тогда $G=0$

$$Y = G + jB = jB = jB_0 \cdot l \cdot n = 3.64 \cdot 10^{-6} \cdot 230 \cdot 2 = 16.74 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$Y_1 = Y_2 = Y/2 = j8.37 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

Используем итерационный метод

На первом итерационном шаге начальное приближение напряжения в конце ЛЭП примем равным напряжению в начале ЛЭП.

$$U^{(0)}_1 = 510 \text{ кВ};$$

Определим потери в шунте:

$$\Delta S^{(1)}_{ш2} = (U^{(0)}_2)^2 \cdot Y_2^* = 510^2 \cdot (-j8.37 \cdot 10^{-4}) = -j217.7 \text{ МВАр};$$

Т.к. мощность нагрузки равна 0, то при условном направлении тока от узла 1 к узлу 2.

$$\Delta S^{(1)}_K = \Delta S^{(1)}_{ш2} = -j217.7 \text{ МВАр};$$

Потери мощности в продольном направлении:

$$\Delta S^{(1)}_Z = \left(\frac{S^{(1)}_Z}{U^{(0)}_2} \right)^2 \cdot Z = \left(\frac{217.7}{510} \right)^2 \cdot (2.3 + j34.96) = 0.419 + j6.37 \text{ МВА}$$

;

$$S^{(1)}_H = S^{(1)}_K + \Delta S^{(1)}_Z = 0.419 - j211.33 \text{ МВА};$$

Напряжение в конце ЛЭП:

$$U^{(1)}_2 = U_1 - \Delta U^{(1)}, \text{ где } U_1 = 510 \angle 0^\circ \text{ кВ};$$

$$U^{(1)}_2 = U_1 - \Delta U^{(1)} - j\delta U^{(1)};$$

Продольная составляющая падения напряжения:

$$\Delta U^{(1)} = \frac{P^{(1)}_H \cdot R + Q^{(1)}_H \cdot X}{U_1} = \frac{0.419 \cdot 2.3 - 211.33 \cdot 34.96}{510} = -14.48 \text{ кВ}$$

;

Поперечная составляющая:

$$\delta U^{(1)} = \frac{P^{(1)}_H \cdot X - Q^{(1)}_H \cdot R}{U_1} = \frac{0.419 \cdot 34.96 - (-211.33) \cdot 2.3}{510} = 0.98 \text{ кВ}$$

;

$$U^{(1)}_2 = 510 - (-14.48) - j0.98 = 524.48 - j0.98 = 524.48 \angle -0.107^\circ$$

;

Вторая итерация:

$$\Delta S^{(2)}_{ш2} = (U^{(1)}_2)^2 \cdot Y_2^* = 524^2 \cdot (-j8.37 \cdot 10^{-4}) = -j230.24 \text{ МВАр};$$

$$\Delta S^{(2)}_K = \Delta S^{(2)}_{ш2} = -j230.24 \text{ МВАр};$$

Потери мощности в продольном направлении:

$$\Delta S^{(2)}_Z = \left(\frac{230.24}{524.48} \right)^2 \cdot (2.3 + j34.96) = 0.443 + j6.737 \text{ МВА};$$

$$S^{(2)}_H = S^{(2)}_K + \Delta S^{(2)}_Z = -j230.24 + 0.443 + j6.737 = 0.443 - j223.5 \text{ МВА};$$

$$U^{(2)}_2 = U_1 - \Delta U^{(2)};$$

$$\Delta U^{(2)} = \frac{0.443 \cdot 2.3 - 223.5 \cdot 34.96}{510} + j \frac{0.443 \cdot 34.96 + 223.5 \cdot 2.3}{510} =$$

$$= -15.32 + j1.038 \text{ кВ};$$

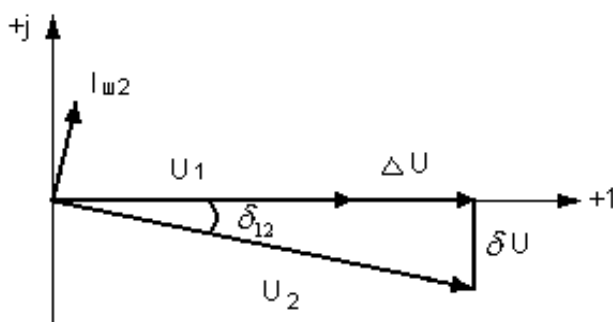
$$U^{(2)}_2 = 510 - (-15.32) - j1.038 = 525.32 - j1.032 \text{ кВ} =$$

$$= 525.32 \angle -0.11^\circ; \delta_{12} = -0.11^\circ$$

Ток в шунте:

$$I_{ш2} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot U_2 \cdot Y_2 = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot 525.32 \angle -0.11^\circ \cdot (j8.37 \cdot 10^{-4}) = 0.254 \angle 89.89^\circ \text{ кА};$$

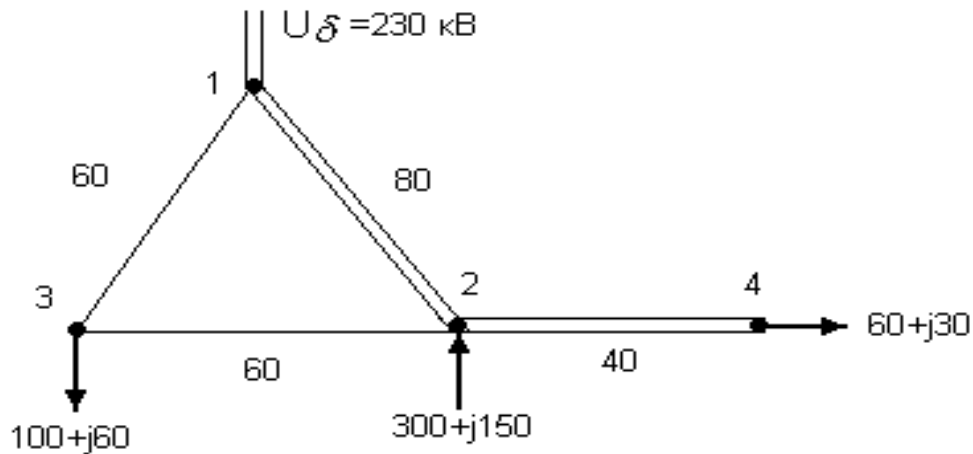
Т.е ток в шунте опережает вектор напряжения в конце ЛЭП на угол $\pi/2$.



Задача №3

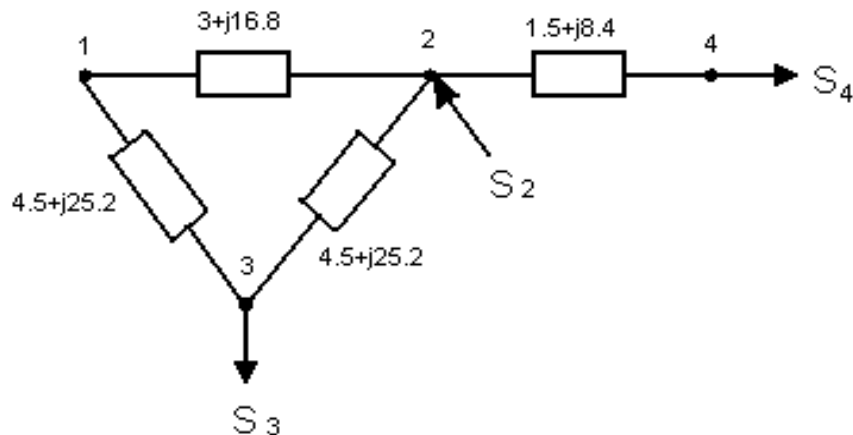
Построить векторные диаграммы токов и напряжений сети (без учета потерь мощности).

Пример: Задана следующая конфигурация сети. Линии выполнены проводом АС-400.



Решение:

Схема замещения:



Параметры схемы замещения:

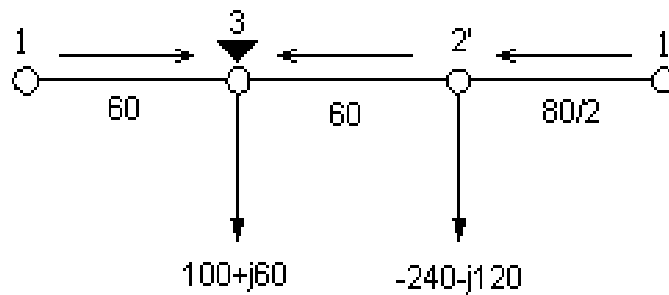
$$R = \frac{R_0 \cdot l}{n}; \quad X = \frac{X_0 \cdot l}{n}; \quad \text{Для АС-400 } R_0 = 0.075 \text{ Ом/км}; \quad X_0 = 0.42 \text{ Ом/км}.$$

$$Z_{12} = R + jX = 3 + j16.8 \text{ Ом};$$

$$Z_{23} = 4.5 + j25.2 \text{ Ом}; \quad Z_{13} = 4.5 + j25.2 \text{ Ом}; \quad Z_{24} = 1.5 + j8.4 \text{ Ом};$$

Найдем потокораспределение кольца 1-3-2'-1, при этом учтем, что

$$S_{2'} = S_2 + S_4 = -300 - j150 + 60 + j30 = -240 - j120 \text{ МВА};$$



Так как участок 1-2 двухцепной, то эквивалентная длина
 $= l / 2 = 80 / 2 = 40 \text{ км};$

$$S_{13} = \frac{(-240 - j120) \cdot 40 + (100 + j60) \cdot 100}{160} = -2.5 + j7.5 \text{ МВА};$$

$$S_{12'} = \frac{(100 + j60) \cdot 40 + (-240 - j120) \cdot 120}{160} = -142.5 - j67.5 \text{ МВА};$$

$$S_{2'3} = S_3 - S_{13} = 100 + j60 - 2.5 - j7.5 = 97.5 + j52.5 \text{ МВА};$$

Найдем напряжения в узлах:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 230 - \frac{(-142.5) \cdot 3 + (-67.5) \cdot 16.8}{230} - j \frac{(-142.5) \cdot 16.8 + (-67.5) \cdot 3}{230} =$$

$$= 236.789 + j9.53 = 236.98 \angle 2.3^\circ;$$

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23} = 236.98 - \frac{97.5 \cdot 4.5 + 52.5 \cdot 25.2}{236.98} - j \frac{97.5 \cdot 25.2 - 52.5 \cdot 4.5}{236.98} =$$

$$= 229.55 - j9.37 = 229.74 \angle -2.34^\circ + 2.3^\circ = 229.74 \angle 0.04^\circ;$$

$$U_4 = U_2 - \Delta U_{24} = 236.98 - \frac{60 \cdot 1.5 + 30 \cdot 8.4}{236.98} - j \frac{60 \cdot 8.4 - 30 \cdot 1.5}{236.98} =$$

$$= 235.54 - j1.94 = 235.54 \angle -0.47^\circ + 2.3^\circ = 235.5 \angle 1.83^\circ;$$

Найдем токи нагрузок:

$$I_2 = \frac{S_2^*}{\sqrt{3} \cdot U_2^*} = \frac{(-300 + j150)}{\sqrt{3} \cdot (236.8 - j9.53)} = -0.745 + j0.336 \text{ кА};$$

Ток нагрузки узла 2 отстает от U_2 на угол φ_2 :

$$I_3 = \frac{S_3^*}{\sqrt{3} \cdot U_3^*} = \frac{(100 - j60)}{\sqrt{3} \cdot (229.55 - j9.37)} = 0.245 - j0.16 \text{ кА};$$

$$I_4 = \frac{S_4^*}{\sqrt{3} \cdot U_4^*} = \frac{(60 - j30)}{\sqrt{3} \cdot (235.54 + j1.94)} = 0.146 - j0.075 \text{ кА};$$

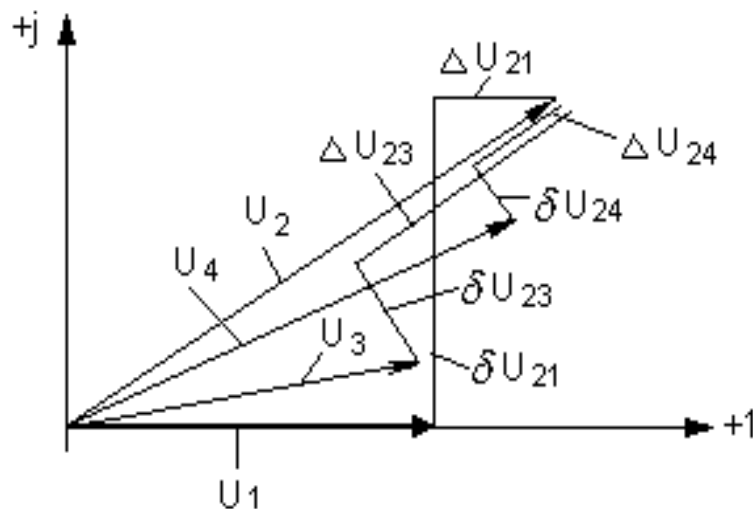
$$I_{2'} = I_2 + I_4 = -0,599 + j0.261 \text{ кА};$$

Ток на участке 1-2 найдем по правилу эл. моментов:

$$I_{12'} = \frac{(0.245 - j0.16) \cdot 60 + (-0.599 + j0.261) \cdot 120}{160} = -0.357 + j0.136 \text{ кА}$$

$$I_{13} = \frac{(-0.599 + j0.261) \cdot 40 + (0.245 - j0.16) \cdot 100}{160} = 0,0034 - j0.035 \text{ кА}$$

$$I_{2'3} = I_3 - I_{13} = 0,245 - j0.16 - 0.0034 + j0.035 = 0.242 - j0.125 \text{ кА}$$



Задача №4

Определить потокораспределение в сети, пользуясь методом контурных уравнений.

Пример: Найти поток мощности на участке 1-2 методом контурных уравнений. Схема сети показана на рис. 1.

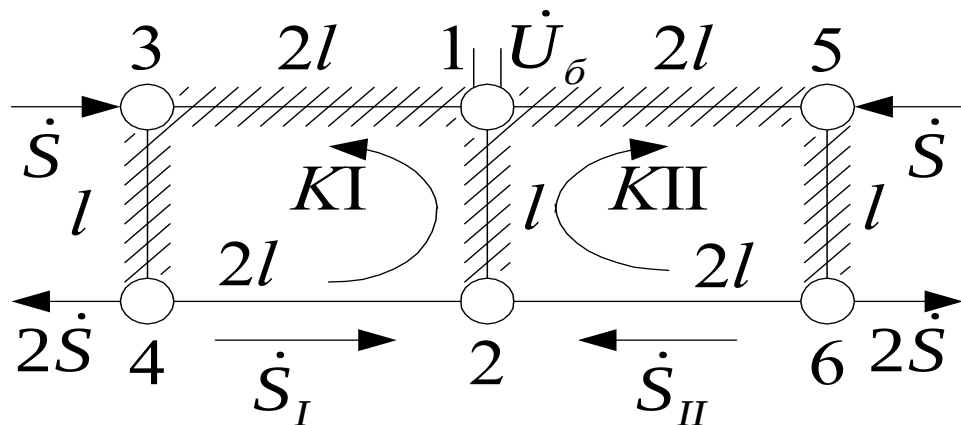


Рис.1 Схема сети: /////-дерево сети; ____-хорды

Решение. Для составления контурных уравнений необходимо выделить «дерево» сети, выбрать хорды и задать направления хорд.

$\dot{S}_I$ - первый контурный поток (или поток 1-го контура), $\dot{S}_{II}$ - второй контурный поток.

Контурные уравнения состоят из левой и правой частей. В левой части собственный контурный поток умножается на собственное сопротивление контура (то есть сумму сопротивлений всех ветвей, входящих в контур). Контурный поток второго контура умножается на взаимное сопротивление первого и второго контуров. Взаимное сопротивление берется со знаком «+», если направления обхода первого и второго контуров совпадают.

В правую часть входят мощности нагрузок, умноженные на сопротивления тех ветвей «дерева», входящих в данный контур, по которым они протекают от базисного узла. Если направление потока в «дереве» противоположно направлению обхода контура, то в правой части слагаемое с этим потоком имеет знак «+». Если направления совпадают, то знак «-».

Для однородной сети сопротивления можно заменить эквивалентными длинами.

Система контурных уравнений для сети показанной на рис. 1, имеет вид:

$$\begin{cases} \dot{S}_I \cdot (2\ell + \ell + 2\ell + \ell) + \dot{S}_{II} \cdot \ell = \dot{S}_3 \cdot 2\ell - \dot{S}_4 \cdot 3\ell = \dot{S} \cdot 2\ell - 2\dot{S} \cdot 3\ell, \\ \dot{S}_I \cdot \ell + \dot{S}_{II} \cdot (2\ell + \ell + 2\ell + \ell) = \dot{S}_5 \cdot 2\ell - \dot{S}_6 \cdot 3\ell = \dot{S} \cdot 2\ell - 2\dot{S} \cdot 3\ell. \end{cases}$$

$$\begin{cases} \dot{S}_I \cdot 6\ell + \dot{S}_{II} \cdot \ell = -4\dot{S} \cdot \ell, \\ \text{или} \quad \dot{S}_I \cdot \ell + \dot{S}_{II} \cdot 6\ell = -4\dot{S} \cdot \ell. \end{cases}$$

$$\text{Решение системы уравнений} \quad \begin{cases} 6\dot{S}_I + \dot{S}_{II} = -4\dot{S}, \\ \dot{S}_I + 6\dot{S}_{II} = -4\dot{S}. \end{cases}$$

$$\dot{S}_I = -4\dot{S} - 6\dot{S}_{II};$$

$$-24\dot{S} - 36\dot{S}_{II} + \dot{S}_{II} = -4\dot{S};$$

$$\dot{S}_{II} = -\frac{20}{35}\dot{S} = -0,571\dot{S}; \quad \dot{S}_I = -4\dot{S} - 6\left(-\frac{20}{35}\dot{S}\right) = -0,571\dot{S}.$$

Поток мощности на участке 1-2.

Определение потоков в сети производится на основе I закона Кирхгофа.

Направление потоков соответствует направлениям обхода контура:

$$\dot{S}_{42} = \dot{S}_I = -0,571\dot{S};$$

$$\dot{S}_{62} = \dot{S}_{II} = -0,571\dot{S};$$

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_{II} + \dot{S}_I = -0,571\dot{S} - 0,571\dot{S} = -1,141\dot{S};$$

$$\dot{S}_{34} = 2\dot{S} + \dot{S}_I = 2\dot{S} - 0,571\dot{S} = 1,429\dot{S};$$

$$\dot{S}_{56} = \dot{S}_{34} = 1,429\dot{S};$$

$$\dot{S}_{13} = \dot{S}_{34} - \dot{S} = 1,429\dot{S} - \dot{S} = 0,429\dot{S};$$

$$\dot{S}_{15} = \dot{S}_{13} = 0,429\dot{S}.$$

Задача №5

Определить расчетную нагрузку подстанции с учетом потерь.

Пример: Определяем потери в трансформаторах и пересчитываем нагрузку с учетом этих потерь. Потери в обмотках трансформаторов определяем по формулам:

$$\Delta P_{об} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R_T; \quad \Delta Q_{об} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X_T; \quad \Delta S_{об} = \Delta P_{об} + j\Delta Q_{об}.$$

Потери холостого хода определяем из справочных данных.

Решение:

Выбран трансформатор ТРДН -25000/110, нагрузка узла

$$S = 30 + j14,52966315 \text{ MVA}$$

Параметры трансформатора:

$$\Delta P_X = 27 \text{ кВт}, \quad \Delta Q_X = 175 \text{ кВАр}, \quad R_T = 2,54 \text{ Ом}, \quad X_T = 55,9 \text{ Ом}.$$

$$\Delta P_{об} = \frac{\left(\frac{30}{2}\right)^2 + \left(\frac{14,52966315}{2}\right)^2}{115^2} \cdot 2,54 = 0,053350136 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{об} = \frac{\left(\frac{30}{2}\right)^2 + \left(\frac{14,52966315}{2}\right)^2}{115^2} \cdot 55,9 = 1,174123084 \text{ МВАр}.$$

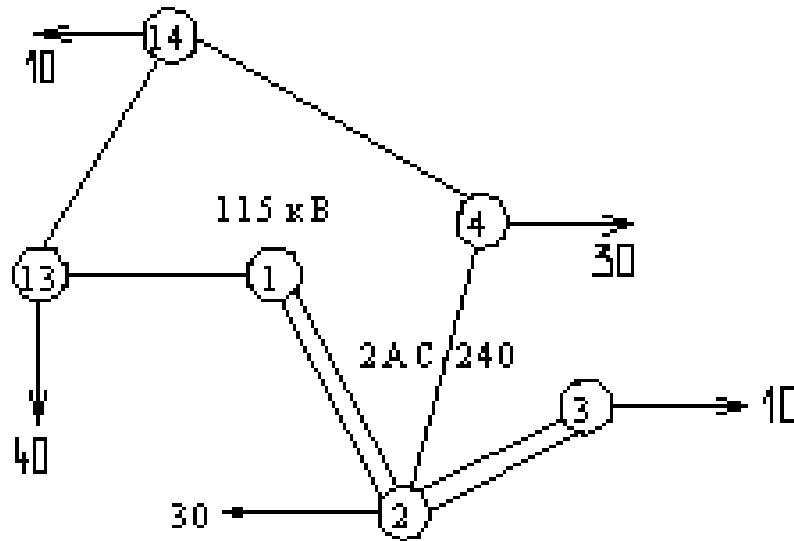
К шинам 110 кВ подстанции 2 подходит мощность:

$$S' = 2S_{об} + S_{xx} + S = 2 \cdot 0,053350136 + j2 \cdot 1,174123084 + 2 \cdot 0,027 + 2 \cdot j0,175 + 30 + j14,52966315 = 30,16070027 + j17,22790932 \text{ MVA}$$

Задача №6

Определить перетоки мощности в сети с учетом проводимостей

Пример:



Участок	1-2	1-13	13-14	4-14	2-4	Таблица
$B_{\lambda}, 10^{-4} \text{ См}$	1,1802	0,495	0,53355	0,765	0,66	2-3
$Q_3, \text{ ВАр}$	$-j 1,568$	$-j 0,6546375$	$-j 0,70819875$	$-j 1,0117125$	$-j 0,87285$	0,816
						$-j 1,07916$

2-3

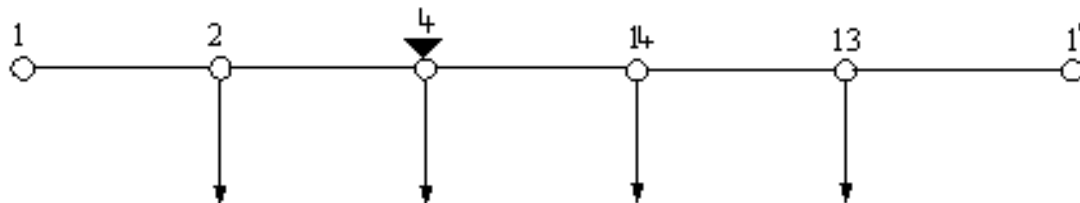
$$\Delta P_{2-3} = \frac{10,06510705^2 + j5,632010978^2}{115^2} \cdot 3,424 = 0,03444089 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{3-4} = \frac{10,06510705^2 + j5,632010978^2}{115^2} \cdot 3,552 = 0,0357284 \text{ МВАр};$$

Определяем мощность на участке 3-4 с учетом потерь:

$$S''_{2-3} = S_3 + \Delta S_{2-3} + Q_{32-3} = 10,09954788 + j4,588579378 \text{ МВА}.$$

Уточняем перетоки мощности через участки по проводимости.



Определяем активную и реактивную проводимости по соотношениям:

$$Y_{11'} = \frac{R_{11'}}{R_{11'}^2 + X_{11'}^2}; \quad B_{11'} = \frac{X_{11'}}{R_{11'}^2 + X_{11'}^2}.$$

Мощности, вытекающие из источников:

$$P_1 = Y_{11'} \left(\sum_{i=1}^n P_i R_i + \sum_{i=1}^n Q_i X_i \right) + B_{11'} \left(\sum_{i=1}^n P_i X_i - \sum_{i=1}^n Q_i R_i \right);$$

$$Q_1 = -Y_{11'} \left(\sum_{i=1}^n P_i X_i - \sum_{i=1}^n Q_i R_i \right) + B_{11'} \left(\sum_{i=1}^n P_i R_i + \sum_{i=1}^n Q_i X_i \right).$$

Для данной схемы сопротивления равны:

$$R_{11'} = 1,26 + 3,888 + 12,84 + 8,988 + 2,916 = 29,892 \text{ Ом};$$

$$X_{11'} = 4,2525 + 9,912 + 13,32 + 9,324 + 7,434 = 44,2425 \text{ Ом};$$

$$Y_{11'} = \frac{29,892}{29,892^2 + 44,2425^2} = 0,010484997;$$

$$B_{11'} = \frac{44,2425}{29,892^2 + 44,2425^2} = 0,015518617;$$

$$P_1 = 0,010484997 \cdot [(40,26024815 \cdot 28,632 + 30,16070027 \cdot 24,744 + 10,06510705 \cdot 11,904 + 40,1765532 \cdot 2,916) + (21,8164887 \cdot 39,99 + 17,22790932 \cdot 30,078 + 5,632010978 \cdot 16,758 + 22,48430989 \cdot 7,434)] + 0,015518618 \cdot [(40,26024815 \cdot 39,99 + 530,16070027 \cdot 30,078 + 10,06510705 \cdot 16,758 + 40,1765532 \cdot 7,434) - (21,8164887 \cdot 28,632 + 17,22790932 \cdot 24,744 + 5,632010978 \cdot 11,904 + 22,48430989 \cdot 2,916)] = 67,66745306 \text{ МВт};$$

$$Q_1 = -0,010484997 \cdot 1800,979628 + 0,015518617 \cdot 3788,149695 = 39,90358205 \text{ Мвар};$$

$$P_{1'} = 0,010484997 \cdot [(40,1765532 \cdot 26,976 + 10,06510705 \cdot 17,988 + 30,16070027 \cdot 5,148 + 40,26024815 \cdot 1,26) + (22,48430989 \cdot 36,8085 + 5,632010978 \cdot 27,4845 + 17,22790932 \cdot 14,1645 + 21,8164887 \cdot 4,2525)] + 0,015518617 \cdot [(40,1765532 \cdot 36,8085 + 10,06510705 \cdot 27,4845 + 30,16070027 \cdot 14,1645 + 40,26024815 \cdot 4,2525) - (22,48430989 \cdot 26,976 + 5,632010978 \cdot 17,988 + 17,22790932 \cdot 5,148 + 21,8164887 \cdot 1,26)] = 52,99513849 \text{ МВт};$$

$$Q_{1'} = -0,010484997 \cdot 1529,867627 + 0,015518617 \cdot 2790,055108 = 27,25714194 \text{ Мвар}.$$

Определяем мощности в начале линии с учетом потерь в линии и зарядной мощности линий.

Рассматриваем кольцо 1-2-4-14-13-1, учитывая, что узел 4 – точка потоко-раздела.

4-2

$$\Delta P_{4-2} = \frac{27,40720491^2 + 18,08709335^2}{115^2} \cdot 3,888 = 0,31700733 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{4-2} = \frac{27,40720491^2 + 18,08709335^2}{115^2} \cdot 9,912 = 0,80817301 \text{ МВАр};$$

Определяем мощность на участке 4-2 с учетом потерь:

$$S^H_{4-2} = S_{4-2} + \Delta S_{4-2} + Q_{34-2} = 27,72421224 + j18,02241635 \text{ MVA}.$$

1-2

$$S^K_{1-2} = S'_2 + S^H_{4-2} = 67.98446039 + j39.83890505 \text{ MVA}$$

$$\Delta P_{1-2} = \frac{67.98446039^2 + 39.83890505^2}{115^2} \cdot 1,26 = 0,591559301 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{1-2} = \frac{67.98446039^2 + 39.83890505^2}{115^2} \cdot 4,2525 = 1,996512643 \text{ МВАр};$$

Определяем мощность на участке 1-2 с учетом потерь:

$$S^H_{1-2} = S^K_{1-2} + \Delta S_{1-2} + Q_{31-2} = 68,57601969 + j40,27461769 \text{ MVA}.$$

4-14

Мощность в конце линии 4-14:

$$S^K_{4-14} = S'_4 + S_{4-14} = 2.75347824 - j0.859178928 \text{ MVA};$$

$$\Delta P_{4-14} = \frac{2.75347824^2 - 0.859178928^2}{115^2} \cdot 12,84 = 0,008077627 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{4-14} = \frac{2.75347824^2 - 0.859178928^2}{115^2} \cdot 13,32 = 0,008379595 \text{ МВАр};$$

Определяем мощность на участке 4-14 с учетом потерь:

$$S^H_{4-14} = S^K_{4-14} + \Delta S_{4-14} + Q_{34-14} = 2,761555867 - j1,862511833 \text{ MVA}$$

14-13

$$S^K_{14-13} = S'_{14} + S_{14-13} = 12,81858529 + j4,77283205 \text{ MVA}$$

$$\Delta P_{14-13} = \frac{12,81858529^2 + 4,77283205^2}{115^2} \cdot 8,988 = 0,127154581 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{14-13} = \frac{12,81858529^2 + 4,77283205^2}{115^2} \cdot 9,324 = 0,131908023 \text{ МВАр};$$

Определяем мощность на участке 14-13 с учетом потерь:

$$S^H_{14-13} = S^K_{14-13} + \Delta S_{14-13} + Q_{314-13} = 12,94573987 + j4,196541323 \text{ MVA}.$$

13-1

Мощность в конце линии 13-1:

$$S^K_{13-1} = S'_{13} + S^H_{14-13} = 53,12229307 + j26,68085121 \text{ MVA}$$

$$\Delta P_{13-1} = \frac{53,12229307^2 + 26,68085121^2}{115^2} \cdot 2,916 = 0,779182947 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{13-1} = \frac{53,12229307^2 + 26,68085121^2}{115^2} \cdot 7,434 = 1,986435538 \text{ МВАр};$$

Определяем мощность на участке 13-1 с учетом потерь:

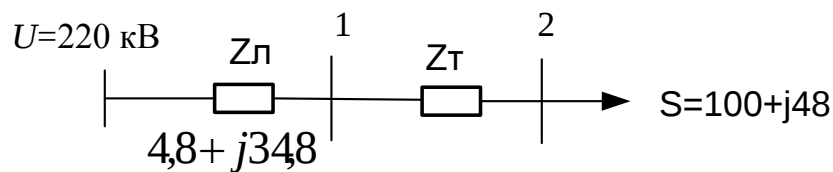
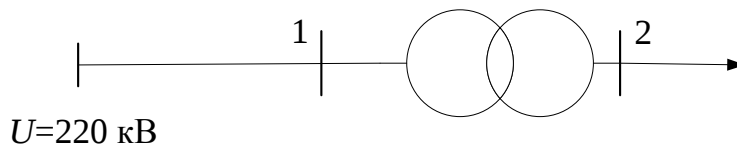
$$S''_{13-1} = S^{\kappa}_{13-1} + \Delta S_{13-1} + Q_{313-1} = 53,90147602 + j28,01264925 \text{ МВА}.$$

Задача №7

Определить напряжение в заданном узле без учета потерь мощности в сети.

Пример: Определить напряжение в узле 2 без учета потерь мощности в сети. $P_2 = 100 \text{ Вт}$; $\cos\varphi = 0.9$

ЛЭП 2АС-240; $l = 80 \text{ км}$; $r = 0.06 \text{ Ом}$; $x = 0.435 \text{ Ом}$;

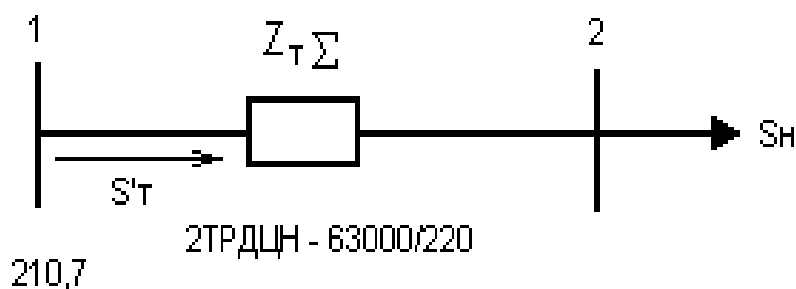


$$U_1 = U_{\delta} - \Delta U;$$

$$\Delta U = \Delta U_{01} + j\delta U_{01};$$

$$\Delta U_{01} = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{\delta}} = \frac{100 \cdot 4.8 + 48 \cdot 34.8}{220} = 9.8 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{01} = \frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U_{\delta}} = \frac{100 \cdot 34.8 - 48 \cdot 4.8}{220} = 14.8 \text{ кВ};$$



$$U_1 = 220 - 9.8 - j14.8 = 210.2 - j14.8 = 210,7 \angle -4.03^\circ;$$

РПН ($\pm 8 \times 1,5\%$)

Схема замещения: $Z_{T\Sigma} = 2 + j50 \text{ Ом}; U_{HH} = 6,3 \text{ кВ};$

$$U'_H = \sqrt{\left(U_B - \frac{P'_T \cdot R_{T\Sigma} + Q'_T \cdot X_{T\Sigma}}{U_B} \right)^2 + \left(\frac{P'_T \cdot X_{T\Sigma} - Q'_T \cdot R_{T\Sigma}}{U_B} \right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(210,7 - \frac{100 \cdot 2 + 48 \cdot 50}{210,7} \right)^2 + \left(\frac{100 \cdot 50 - 48 \cdot 2}{210,7} \right)^2} = 199,72 \text{ кВ}$$

Определяем желаемое ответвление:

$$U^{\text{ЖЕЛ}}_{\text{ОТВ.}} = \frac{U'_H \cdot U_{HH}}{U^{\text{ЖЕЛ}}_H} = \frac{199,72 \cdot 6,3}{6} = 209,7 \text{ кВ}$$

$$n^{\text{ЖЕЛ}}_{\text{ОТВ}} = \frac{U^{\text{ЖЕЛ}}_{\text{ОТВ.}} - U_{\text{ВНОМ}}}{\Delta U^0_{\text{РЕГ}}} = \frac{209,7 - 230}{0.015 \cdot 230} = -5,9; \quad n = -6;$$

Проверка:

$$U^{\text{ДЕЙСТВ}}_H = \frac{U'_H \cdot U_{HH}}{U_{\text{ВН}} + n \Delta U^0_{\text{РЕГ}}} = \frac{199,72 \cdot 6,3}{230 + (-6) \cdot 0.015 \cdot 230} = 6,01 \text{ кВ};$$

Напряжение в узле 2 6кВ при -6 отпайке.

Задача №8

Выбрать рациональную отпайку трансформатор в максимальном и минимальном режимах.

Пример: Выбрать отпайку трансформатора в максимальном и минимальном режимах.

$$P_{\min} / P_{\max} = 0.6;$$

$$R_T = 3 \text{ Ом};$$

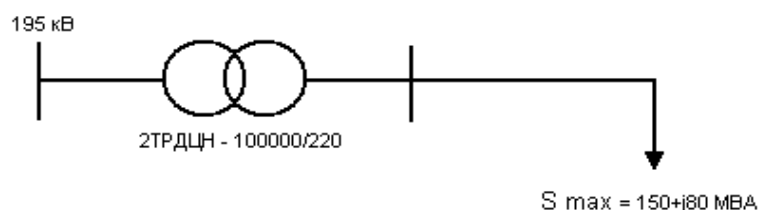
$$X_T = 40 \text{ Ом};$$

$$U_{\text{ВН}} = 230 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ВН}} = 230 \text{ кВ};$$

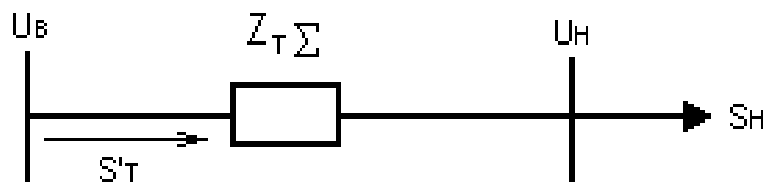
$$U_{\text{НН}} = 11 \text{ кВ};$$

$$\text{РПН } (\pm 8 \times 1,5\%)$$



Решение:

Схема замещения



$$R_{T\Sigma} = 1,5 \text{ Ом};$$

$$X_{T\Sigma} = 20 \text{ Ом};$$

$$U'_{HMAX} = \sqrt{\left(U_{BMAX} - \frac{P'_T \cdot R_{T\Sigma} + Q'_T \cdot X_{T\Sigma}}{U_{BMAX}} \right)^2 + \left(\frac{P'_T \cdot X_{T\Sigma} - Q'_T \cdot R_{T\Sigma}}{U_{BMAX}} \right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(195 - \frac{150 \cdot 1.5 + 80 \cdot 20}{195} \right)^2 + \left(\frac{150 \cdot 20 + 80 \cdot 1.5}{195} \right)^2} = 186.3 \text{ кВ}$$

Определяем желаемое ответвление:

$$U^{\text{ЖЕЛ}}_{\text{ОТВ. MAX}} = \frac{U'_{HMAX} \cdot U_{HH}}{U^{\text{ЖЕЛ}}_{HHБ}} = \frac{186,3 \cdot 11}{10} = 204,9 \text{ кВ}$$

$$n^{\text{ЖЕЛ}}_{\text{ОТВ}} = \frac{U^{\text{ЖЕЛ}}_{\text{ОТВ. MAX}} - U_{BHOM}}{\Delta U^0_{PEГ}} = \frac{204.9 - 230}{0.015 \cdot 230} = -7.2; \quad n = -7;$$

Проверка:

$$U^{\text{ДЕЙСТВ}}_{H. MAX} = \frac{U'_{HMAX} \cdot U_{HH}}{U_{BH} + n \Delta U^0_{PEГ}} = \frac{186,3 \cdot 11}{230 + (-7) \cdot 0.015 \cdot 230} = 10 \text{ кВ};$$

$$U'_{HMIN} = \sqrt{\left(195 - \frac{90 \cdot 1.5 + 48 \cdot 20}{195} \right)^2 + \left(\frac{90 \cdot 20 + 48 \cdot 1.5}{195} \right)^2} = 189.6 \text{ кВ};$$

$$U^{\text{ЖЕЛ}}_{\text{ОТВ. MIN}} = \frac{189,6 \cdot 11}{10} = 208.59 \text{ кВ};$$

$$n^{\text{ЖЕЛ}}_{\text{ОТВ}} = \frac{208,59 - 230}{0.015 \cdot 230} = -6.2; \quad n = -6;$$

Проверка:

$$U^{\text{ДЕЙСТВ}}_{H. MIN} = \frac{189.6 \cdot 11}{230 + (-6) \cdot 0.015 \cdot 230} = 9.96 \approx 10 \text{ кВ};$$

Задача №9

Выбрать рациональную отпайку на понижающем трансформаторе типа ТРДН-40000/220. Нагрузка в максимальном режиме $S_H = 50 + j20 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Напряжение на высшей стороне трансформатора 205 кВ. Трансформатор имеет пределы регулирования $\pm 8 \times 1,5\%$.

Решение. Номинальные напряжения трансформатора $U_{BH} = 230 \text{ кВ}$,

$U_{HH} = 6,6$ кВ, тогда коэффициент трансформации

$$k_T = (230 \pm 8 \times 1,5\%) / 6,6.$$

Для выбора рациональной отпайки следует учесть падение напряжения в сопротивлении трансформатора и потери мощности, то есть расчет сводится к итерационному процессу, так как задано напряжение в питающем узле 1 и нагрузка потребителя в узле 2. Для упрощения расчета пренебрежем потерями мощности в трансформаторе, тогда

$$U_{2'} = U_1 - \Delta U_{12}; \quad \Delta U_{12'} = \Delta U_{12} + j\delta U_{12};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{50 \cdot 2,8 + 79,4 \cdot 20}{205} = 8 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{12} = \frac{PX - QR}{U} = \frac{50 \cdot 79,4 - 20 \cdot 2,8}{205} = 19 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{2'} = 205 - 8 - j19 = 197 - j19 = 197,9 \angle -5,5^\circ.$$

Теперь для выбора рациональной отпайки найдем цену одной, которая равна 1,5% от U_{BH} , т.е. 3,45 кВ;

$$k_{ТРЕБ} = (230 \pm X \cdot 3,45) / 6,6 = 32,98,$$

$$\text{отсюда } X = (32,98 \cdot 6,6 - 230) / 3,45 = -3,6.$$

Следовательно, можно выбрать четвертую ($X = -4$) или третью ($X = -3$) отпайки. При $X = -4$ напряжение у потребителя

$$U_{ПОТР} = \frac{197,9 \cdot 6,6}{230 - 4 \cdot 3,45} = 6,04 \text{ кВ, при } X = -3:$$

$$U_{ПОТР} = \frac{197,9 \cdot 6,6}{230 - 3 \cdot 3,45} = 5,95 \text{ кВ.}$$

Учитывая, что выбор отпайки производится в режиме максимальных нагрузок следует выбрать $X = -3$, обеспечивающую слегка заниженное напряжение, т.к. при снижении нагрузки напряжение увеличится. Выбор заниженного напряжения позволяет снизить число переключений РПН в сутки. При выборе отпайки в минимальном режиме следует стремиться к завышенному напряжению.

Задача №10

Составить расчетную схему и полную схему замещения электропередачи и рассчитать ее параметры.

Исходные данные: ЛЭП1 длиной 160 км выполнена проводом 2АС-300х2, номинальное напряжение 330 кВ; ЛЭП2 длиной 90 км выполнена проводом 4АС-300, номинальное напряжение 220 кВ; Т1 - автотрансформатор 3АТДЦТН-240000/330/220, $P_4 = 400$ МВт, $P_5 = 50$ МВт, $\cos\varphi = 0,9$.

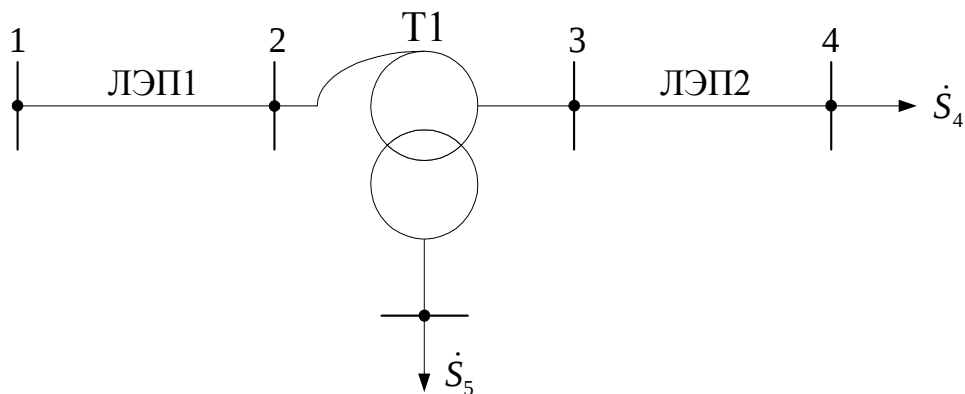


Рис. 1. Исходная схема сети

Решение задачи. Схема замещения сети приведена на рис.1.2. При составлении схемы замещения сети использованы удельные показатели линий. Параметры схемы замещения воздушных линий электропередачи определяются по соотношениям:

$$R_{Л} = \frac{R_0 \cdot \ell}{n}, \quad X_{Л} = \frac{X_0 \cdot \ell}{n}, \quad B_{Л} = B_0 \cdot \ell \cdot n, \quad G_{Л} = G_0 \cdot \ell \cdot n,$$

$$\text{где } G_0 = \frac{\Delta P_{КОР.СР.}}{U_{НОМ}^2} \text{ и } \Delta P_{КОР.СР.} = \frac{(\Delta P_{КОР.маx} + \Delta P_{КОР.мин})}{2}.$$

Параметры ЛЭП1 – 2АС-300х2: $R_0 = 0,048 \text{ Ом/км}$, $X_0 = 0,328 \text{ Ом/км}$,

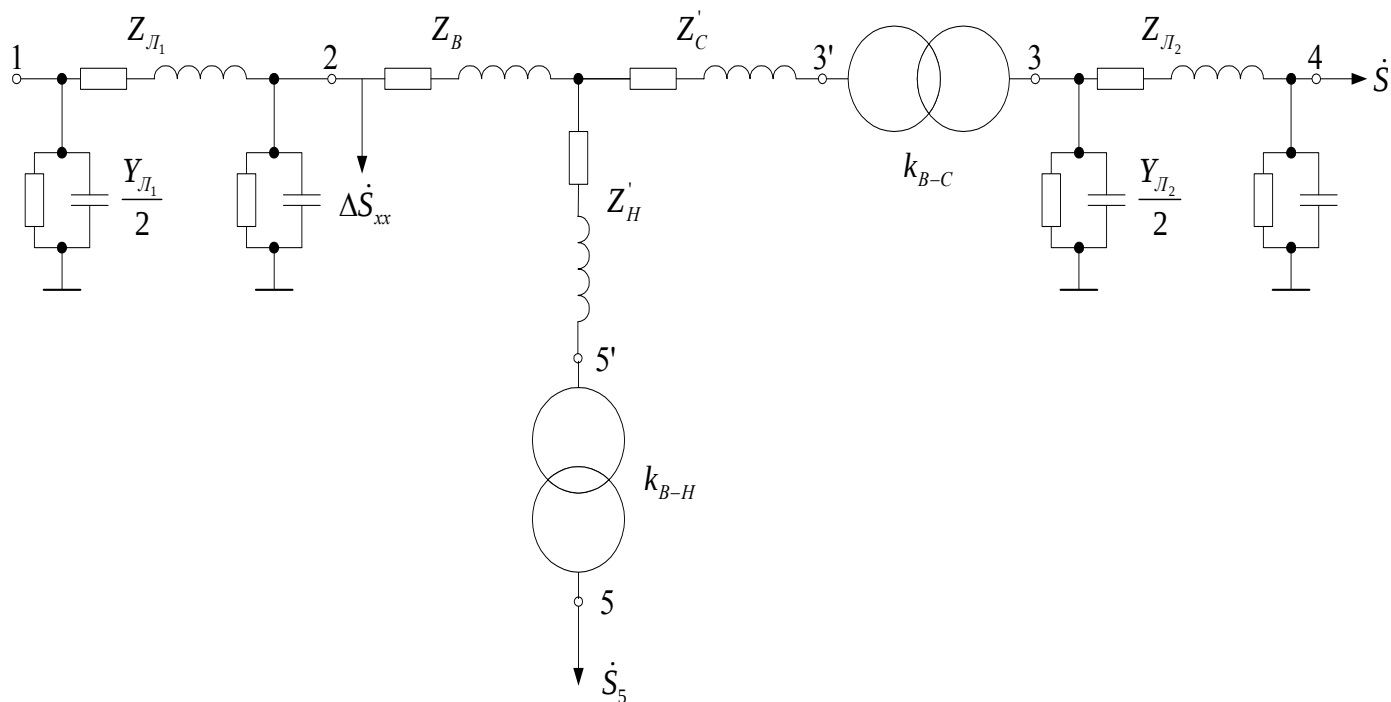
$$B_0 = 3,41 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}, \quad \Delta P_{КОР.маx} = 3,4 \text{ кВт/км}, \quad \Delta P_{КОР.мин} = 2,5 \text{ кВт/км}.$$

$$\text{Тогда: } R_{Л_1} = \frac{0,048 \cdot 160}{2} = 3,84 \text{ Ом}; \quad X_{Л_1} = \frac{0,328 \cdot 160}{2} = 26,24 \text{ Ом};$$

$$B_{Л_1} = 3,41 \cdot 10^{-6} \cdot 160 \cdot 2 = 10,9 \cdot 10^{-4} \text{ См}; \quad \Delta P_{КОР.СР.} = \frac{3,4 + 2,5}{2} = 2,95 \text{ кВт/км};$$

$$G_0 = \frac{2,95 \cdot 10^3}{330^2 \cdot 10^6} = 2,7 \cdot 10^{-8} \text{ См/км}; \quad G_{Л_1} = 2,7 \cdot 10^{-8} \cdot 160 \cdot 2 = 8,6 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$Z_{Л_1} = (3,84 + j26,24) \text{ Ом}; \quad Y_{Л_1} = (0,86 + j10,9) \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$



$$B_0 = 2,64 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/КМ}, \Delta P_{KOP.max} = 2,5 \text{ кВт/КМ}, \Delta P_{KOP.min} = 1,8 \text{ кВт/КМ}.$$

Рис.1.2. Схема замещения сети

$$\begin{aligned} \text{Тогда: } R_{J_2} &= \frac{0,098 \cdot 90}{4} = 2,21 \text{ Ом}; \quad X_{J_2} = \frac{0,429 \cdot 90}{4} = 9,65 \text{ Ом}; \\ B_{J_2} &= 2,64 \cdot 10^{-6} \cdot 90 \cdot 4 = 9,5 \cdot 10^{-4} \text{ СМ}; \quad \Delta P_{кор.ср.} = \frac{2,5+1,8}{2} = 2,15 \text{ кВт/КМ}; \\ G_0 &= \frac{2,15 \cdot 10^3}{220^2 \cdot 10^6} = 4,44 \cdot 10^{-8} \text{ СМ/КМ}; \quad G_{J_2} = 4,44 \cdot 10^{-8} \cdot 90 \cdot 4 = 0,16 \cdot 10^{-4} \text{ СМ}; \\ Z_{J_2} &= (2,21 + j9,65) \text{ Ом}; \quad Y_{J_2} = (0,16 + j9,5) \cdot 10^{-4} \text{ СМ}. \end{aligned}$$

Параметры трансформатора 3АТДЦТН-240000/330/220:

$$\begin{aligned} R_{BH} &= 0,4 \text{ Ом}; \quad R'_{CH} = 0,4 \text{ Ом}; \quad R'_{HH} = 7,3 \text{ Ом}; \quad X_{BH} = 39,2 \text{ Ом}; \\ X'_{CH} &= 0 \text{ Ом}; \quad X'_{HH} = 278,4 \text{ Ом}; \quad \Delta P_{XX_T} = 130 \text{ кВт}; \\ \Delta Q_{XX_T} &= 1200 \text{ кВАр}. \end{aligned}$$

Все параметры приведены к номинальному напряжению высшей обмотки. Обычно потери в стали трансформаторов считаются неизменными, независимыми от колебаний напряжения на шинах высшего напряжения трансформатора, в этом случае $\Delta \dot{S}_{CT} = \Delta \dot{S}_{XX}$.

Теперь:

$$\Delta \dot{S}_{XX} = n \cdot (\Delta P_{XX_T} + j \Delta Q_{XX_T}) = 3 \cdot (0,13 + j1,2) = (0,39 + j3,6) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$R'_C = R_B = R_{BH} \cdot \frac{1}{n} = 0,4 \cdot \frac{1}{3} = 0,13 \text{ Ом};$$

$$R'_H = R'_{HH} \cdot \frac{1}{n} = 7,3 \cdot \frac{1}{3} = 2,43 \text{ Ом};$$

$$X_C = 0 \text{ Ом}; \quad X_B = X_{BH} \cdot \frac{1}{n} = 39,2 \cdot \frac{1}{3} = 13,06 \text{ Ом};$$

$$X_H = X'_{HH} \cdot \frac{1}{n} = 278,4 \cdot \frac{1}{3} = 92,6 \text{ Ом};$$

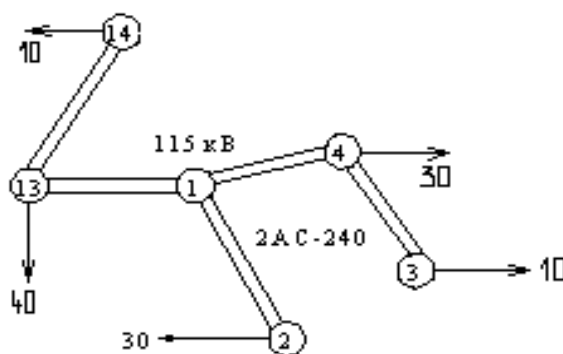
$$Z_B = (0,13 + j13) \text{ Ом}; \quad Z_C = 0,13 \text{ Ом}; \quad Z'_H = (2,43 + j92,6) \text{ Ом}.$$

Для завершения схемы замещения следует найти реактивные мощности нагрузок, $Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi$, по известным активным мощностям и $\cos \varphi$,

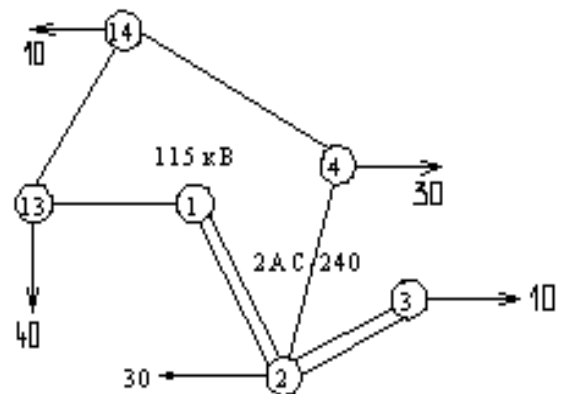
$$S_4 = (400 + j193,7) \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad S_5 = (50 + j24,2) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Задача №11

Выбрать наиболее экономичный вариант сети по методу приведенных затрат.



Вариант 2



Вариант 4

Подсчет приведенных затрат производится по следующей формуле:

$$Z = E_H K + I, \text{ руб./год},$$

где E_H - нормативный коэффициент эффективности ($E_H = 0,12$);

$K = K_L + K_{II}$ - соответственно капитальные вложения в линии и ПС-ции;

$I = I_L + I_{II} + I_{\Delta\mathcal{E}}$ - соответственно издержки на амортизацию и обслуживание линий I_L , подстанций I_{II} и $I_{\Delta\mathcal{E}}$ - издержки на возмещение потерь энергии в электрических сетях;

Определение капитальных вложений производится обычно по укрупненным стоимостным показателям для всего оборудования подстанций и ЛЭП.

Ежегодные издержки I_L и I_{II} определяются суммой отчислений от капитальных вложений $I_L = \alpha_L K_L$ и $I_{II} = \alpha_{II} K_{II}$, где α_L , α_{II} - соответственно коэффициенты отчислений на амортизацию и обслуживание для линий и подстанций.

Издержки на возмещение потерь энергии в линиях и трансформаторах определяются по формуле

$$I_{\Delta\mathcal{E}} = \beta_0 (\tau \cdot \Delta P'_{\max} + 8760 \cdot \Delta P_{XX}),$$

где $\Delta P'_{\max}$ - суммарные переменные потери мощности в сети в режиме максимальных нагрузок;

ΔP_{XX} - суммарные потери холостого хода трансформаторов;

τ - число часов максимальных потерь в году $\tau = (0,124 + T_{\max} / 10^4)^2 \cdot 8760$;

β_0 - удельная стоимость потерь активной энергии.

Варианты схем считаются экономически равноценными, если разница в приведенных затратах равна или менее 5%.

В таком случае следует выбирать варианты схем:

- а) с более высоким напряжением;
- б) с более высокой надежностью электроснабжения;
- в) с более высокой оперативной гибкостью схемы (приспосабливаемостью к необходимым режимам работы сети);
- г) с меньшим расходом цветного металла на провода воздушных линий и с меньшим необходимым количеством электрической аппаратуры;
- д) с лучшими возможностями развития сети при росте нагрузок или при появлении новых пунктов потребления электроэнергии.

Определим капитальные вложения в линии.

$$K_L = C \cdot l \cdot n, \text{ тыс./руб.},$$

где C - стоимость 1 км линий;

l - длина линии;

n - число параллельных линий.

При определении приведенных затрат следует учесть, что линия 1-2 существует во всех вариантах, и капиталовложения на ее сооружение и амортизационные отчисления не учитываются.

Капитальные вложения в линии

Вариант 2

Участок	Провод	C	l	n	$K_L = C \cdot l \cdot n,$ тыс./руб.
13-14	АС-70	330	21	2	13860
1-13	АС-95	328	18	2	11808
3-4	АС-70	330	15	2	9900
1-4	АС-70	330	16	2	10560
ИТОГО					46128

Вариант 4

Участок	Провод	C	l	n	$K_L = C \cdot l \cdot n,$ тыс./руб.
2-4	АС-185	360	24	1	8640
4-14	АС-70	330	30	1	9900
13-14	АС-70	330	21	1	6930
1-13	АС-185	360	18	1	6480
2-3	АС-70	330	16	2	10560
ИТОГО					42510

Определяем капитальные вложения в подстанции $K_{П}$.

Так как во всех вариантах трансформаторы одинаковы, то: $K_{П} = n \cdot K_{яч.}$,
где n – количество ячеек;

$K_{яч}$ – стоимость ячейки. Стоимость ячейки выключателя принимаем равной 840 тыс.руб.

Вариант	2	4
Число ячеек выключателей	32	26
Стоимость, $K_{П}$	26880	21840

Суммарные вложения в линию и подстанции:

$$K_2 = K_{Л2} + K_{П2} = 46128 + 26880 = 73008 \text{ тыс.руб.};$$

$$K_4 = K_{Л4} + K_{П4} = 42510 + 21840 = 64350 \text{ тыс.руб.};$$

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание для ЛЭП 2,8%, для подстанций 110 кВ – 9,4%. Поэтому $\alpha_L = 0,028$, $\alpha_{П} = 0,094$.

$$I_{Л2} = 0,028 \cdot 46128 = 1291,6 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{П2} = 0,094 \cdot 26880 = 2526,72 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{Л4} = 0,028 \cdot 42510 = 1190,28 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{П4} = 0,094 \cdot 21840 = 2052,96 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем издержки на возмещение потерь энергии в электросетях.

Поскольку во всех вариантах число, мощность и типы трансформаторов не зависят от схемы сети, то учет издержек ведем только для линий.

Издержки на возмещение потерь энергии в линиях определяются по формуле:

$$I_{\Delta \mathcal{E}} = \beta_0 \tau \cdot \Delta P'_{\max},$$

где $\Delta P'_{\max}$ - суммарные переменные потери мощности в сети в режиме максимальных нагрузок;

$$\tau - \text{число часов максимальных потерь в году } \tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760;$$

β_0 - удельная стоимость потерь активной энергии.

$$\beta_0 = 80 \text{ коп} / \text{кВт} \cdot \text{ч} = 0,8 \text{ тыс. руб} / \text{МВт} \cdot \text{ч};$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч};$$

$$\Delta P_{\max} = 3I^2 R_{\Sigma},$$

где R_{Σ} - сопротивление линии.

Для расчета $I_{\Delta \mathcal{E}}$ определяем параметры схемы замещения сети, используя соотношения

$$R = r_0 \cdot l; \quad X_0 = x_0 \cdot l; \quad R_{\text{экв}} = R/n; \quad X_{\text{экв}} = X/n.$$

Параметры схем замещения вариантов сетей

Участок	l	Провод	r_0	x_0	R	X	$R_{\text{экв}}$	$X_{\text{экв}}$
1-2	1	АС-240	0,12	0,405	2,52	8,505	1,26	4,2525
Вариант 2								
13-14	1	АС-70	0,428	0,444	8,988	9,324	4,494	4,662
3-4	5	АС-70	0,428	0,444	6,42	6,66	3,21	3,33
1-13	8	АС-95	0,306	0,434	5,508	7,812	2,754	3,906
1-4	6	АС-70	0,4289	0,444	6,848	7,104	3,424	3,552
Вариант 4								
2-3		АС-70	0,428	0,444	6,848	7,104	3,424	3,552

	6							
2-4	4	АС-185	0,162	0,413	3,888	9,912	3,888	9,912
4-14	0	АС-70	0,428	0,444	12,84	13,32	12,84	13,32
13-14	1	АС-70	0,428	0,444	8,988	9,324	8,988	9,324
1-13	8	АС-185	0,162	0,413	2,916	7,434	2,916	7,434

Издержки на возмещение потерь энергии в линиях определяются:

$$I_{\Delta\Xi 2} = \Sigma I_{\Delta\Xi} = 3082,3399 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{\Delta\Xi 4} = \Sigma I_{\Delta\Xi} = 3947,5388 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем приведенные затраты:

$$Z_2 = 0,12 \cdot 73008 + 1291,6 + 2526,72 + 3082,3399 = 15661,6199 \text{ тыс. руб.};$$

$$Z_4 = 0,12 \cdot 64350 + 1190,28 + 2052,96 + 3947,5388 = 14912,7788 \text{ тыс. руб.};$$

Результаты расчета составляющих затрат и сопоставление вариантов приведены в таблице.

Экономическое сопоставление вариантов развития сети

№ вар.	$K_{\mathcal{L}}$	$K_{\mathcal{II}}$	K_{Σ}	$I_{\Delta \mathcal{E}}$	$\mathcal{Z}$	$\mathcal{Z}$, отн.ед.
	тыс. руб.					
2	46128	26880	73008	3082,3399	15661,6199	1,05
4	42510	21840	64350	3947,5388	14912,7788	1

Анализ результатов сопоставления вариантов развития сети показывает, что наиболее экономичным является 4-й вариант распределительной сети.

Литература

1. Гиршин С.С. Электропитающие системы и электрические сети: конспект лекций / С.С. Гиршин, О.С. Щукин, А.А. Киргизов. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2006. – 88 с.
2. Расчет режимов электрических сетей: метод. указания к самостоятельной работе / сост. С.С. Гиршин, Л.В. Владимиров. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2010. – 15 с.
3. Маркушевич Н.С. Регулирование напряжения и экономия электроэнергии. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 104 с.
4. Чемборисова, Н.Ш. Оптимизация режимов электроэнергетических систем и сетей : учеб. пособие/ Н. Ш. Чемборисова, А. С. Степанов, В. М. Пейзель; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. -104 с.
5. Филиппова, Н.Г. Основы разработки экспертных систем поддержки принятия решений в электроэнергетике : Лаб. практикум по курсу «Оптимизация развития энергосистем»: учеб. пособие/ Н. Г. Филиппова. -М.: Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2003. -48 с.
6. Чемборисова, Н.Ш. - Оптимизация в электроэнергетических системах: учеб.-метод. комплекс для спец. 140203 – Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем / Н.Ш.Чемборисова; АмГУ, Эн.ф. -Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 45 с.
7. Филиппова, Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем : учеб./ Т.А. Филиппова. -Новосибирск: Изд-во Новосиб. гос. техн. ун-та, 2005. - 298 с.
8. Савина, Наталья Викторовна. Применение теории вероятностей и методов оптимизации в системах электроснабжения [Текст] : учеб. пособие: рек. ДВ РУМЦ / Н. В. Савина – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. – 272 с.
9. Чемборисова, Наиля Шавкатовна. Оптимизация режимов электроэнергетических систем и сетей [Текст] : учеб. пособие / Н. Ш. Чемборисова, А. С. Степанов, В. М. Пейзель. – Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2006. – 104 с.
10. Мызин А.Л. Планирование развития электроэнергетических систем: учеб.пос. / А.Л. Мызин. – Екатеринбург: Уральский гос. техн. ун-т, 2004. – 55 с.
11. Веников В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. М.:Энергоатомиздат, 1990. – 352с.
12. Филиппова, Н.Г. Основы разработки экспертных систем поддержки принятия решений в электроэнергетике: Лаб. практикум по курсу «Оптимизация развития энергосистем»: учеб. пособие/ Н. Г. Филиппова. – М.: Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2003. –48 с.
13. Филиппова, Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем: учеб./ Т.А. Филиппова. – Новосибирск: Изд-во Новосиб. гос.техн. ун-та, 2005. – 298 с.
14. Совалов С.А. Режимы Единой энергосистемы. – М.: Энергоатомиздат, 1983.– 384с.
15. Арзамасцев Д.А. и др. Модели оптимизации развития энергосистем: учеб. для электроэнергет. спец. вузов / Д.А. Арзамасцев, А.В. Липес, А.Л. Мызин / Под ред.Д.А. Арзамасцева. – М.: Высш. шк., 1987. – 272 с.
16. Анализ развития крупных системных аварий. Беляев А.Н., Горюнов Ю.П., Смирнов А.А., Смолеников С.В. – СПб: СПбГПУ, 2005 – 57с.
17. Чемборисова, Н.Ш. Оптимизация режимов электроэнергетических систем и сетей: учеб. пособие/ Н. Ш. Чемборисова, А. С. Степанов, В. М. Пейзель; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. -104 с.
18. Филиппова, Н.Г. Основы разработки экспертных систем поддержки принятия решений в электроэнергетике : Лаб. практикум по курсу «Оптимизация развития энергосистем»: учеб. пособие/ Н. Г. Филиппова. -М.: Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2003. -48 с.
19. Чемборисова, Н.Ш. - Оптимизация в электроэнергетических системах: учеб.-метод. комплекс для спец. 140203 – Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем / Н.Ш.Чемборисова; АмГУ, Эн.ф. -Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 45 с.
20. Филиппова, Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнерге-

тических систем: учеб./ Т.А. Филиппова. -Новосибирск: Изд-во Новосиб. гос. техн. ун-та, 2005. - 298 с.

21. Аттетков, Александр Владимирович. Введение в методы оптимизации [Текст] учеб. пособие / А.В. Аттетков, В.С. Зарубин, А.Н. Канатников, 2009. - 272 с.

22. Гончаров, Виктор Анатольевич. Методы оптимизации [Текст] : учеб. пособие: рек. УМО / В.А. Гончаров, 2009. - 121 с.

23. Учебно-методическое пособие Чемборисова Н.Ш., Степанов А.С., Пейзель В.М. Оптимизация режимов электроэнергетических систем и сетей.- Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006.- 104 с.