ВЫВОДЫ

1. Предложен универсальный метод анализа импульсных устройств фазовой синхронизации с накачкой заряда, учитывающий дискретные свойства устройства.

2. Данный метод может также использоваться для анализа импульсных устройств фазовой синхронизации с амплитудно-импульсной модуляцией второго рода с другими типами детекторов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Gardner F. M. Charge-pump phase-lock loops // IEEE transactions on communications. – 1980. – Vol. Com-28. – № 11. – P. 1849–1858.

2. Banerjee D. PLL Perfomanse, simulation and design [Электрон. ресурс] – National Semiconductor, 1998. – Режим доступа: http: // www. national. com.

3. Hedayat Ch. D., Hachem A., Leduc Y., Benbassat G. Modeling and characterization of the 3rd order charge-pump PLL: A fully event-driven approach // Analog integrated circuits and signal processing. – 1999. – № 19. – P. 25–45.

4. Кузнецов А. П., Батура М. П., Шилин Л. Ю. Анализ и параметрический синтез импульсных систем с фазовым управлением. – Мн.: Навука і тэхніка, 1993. – 224 с.

Представлена кафедрой ТОЭ Поступила 18.12.2003

УДК 621.311.004.13

МЕТОД ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Асп. БАКАНОВСКИЙ А. М.

Белорусский национальный технический университет

Приоритетное направление развития энергетики Республики Беларусь – энергосбережение. Основные пути повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов определены Республиканской программой энергосбережения на 2001...2005 гг. [1]. Важное место в решении этой проблемы отведено оптимальному распределению нагрузок на электростанциях (ЭС) и в энергосистеме в целом.

Несмотря на то, что создано большое количество методов определения оптимальных режимов энергосистем, проблема поиска универсальной и эффективной методики не потеряла своей актуальности. В статье приводится описание методик оптимального распределения активных мощностей электростанций в электроэнергетической системе (ЭЭС) с учетом потерь в сети. Алгоритм построен на совместном использовании метода динамического программирования (ДП) и метода последовательных приближений.

Задача оптимизации режимов ЭЭС сводится к минимизации суммарных эксплуатационных издержек в системе, связанных с расходом топлива на ЭС. Целевая функция может быть представлена следующим выражением:

$$И_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{n} И_i(P_i) = \sum_{i=1}^{n} C_i B_i(P_i) \to \min, \quad i = \overline{1,n}, \tag{1}$$

где $И_{\Sigma}$ – суммарные издержки по электростанциям исследуемой ЭЭС; $И_i$ – издержки i-й ЭС; P_i – активная мощность генерации i-й ЭС; $B_i(P_i)$ – расходная характеристика i-й ЭС; C_i – стоимость используемого топлива на i-й ЭС; n – количество ЭС.

При оптимизации режима учитываются приведенные ниже условия в форме равенств и неравенств.

Условие баланса активной мощности в энергосистеме

$$W = \sum_{i=1}^{n} P_i - \sum_{j=1}^{m} P_{нj} - \pi = 0, \quad i = \overline{1,n}; \quad j = \overline{1,m}, \tag{2}$$

где $P_{нj}$ – активная нагрузка j-го потребителя; π – суммарные потери активной мощности в сети; m – количество нагрузочных узлов в системе.

Ограничения, наложенные на величину активной мощности ЭС:

$$\underline{P_i} \le P_i \le \overline{P_i}, \quad i = \overline{1,n}, \tag{3}$$

где $\underline{P_i}, \overline{P_i}$ – соответственно технический минимум и располагаемая мощность i-й ЭС.

Для реализации задачи (1)...(3) разработано множество методов с привлечением аппарата математического программирования. Наибольшее распространение получили метод множителей Лагранжа, градиентные методы (проективный, приведенного градиента, возможных направлений), метод покоординатной оптимизации и другие, которые реализованы в различных программных комплексах, разработанных в организациях энергетического профиля в бывшем СССР. Доминирующими в этой области являются программные комплексы Б2/72 (разработка АО ВНИИЭ) [2], СДО-4 (разработка СЭИ СО АН РФ). В основу этих программ, предназначенных для комплексной оптимизации режима энергосистемы, положен градиентный метод оптимизации.

Применение указанных методов основано на допущении, что энергетические характеристики являются непрерывными, строго выпуклыми, возрастающими функциями. Однако данное условие в общем случае не соблюдается, поскольку реальные расходные характеристики имеют изломы и скачки в местах изменения состава работающего оборудования, а характеристики относительных приростов – разрывы первого рода. В этих случаях обычно принимаются дополнительные меры, заключающиеся в применении приближенных характеристик, специальных методик сглаживания характеристик, реализации особых схем расчета в точках разрыва и других приемов, что не только значительно усложняет расчет, но и не позволяет получить оптимальное решение. Все это предопределяет необходимость применения одного из наиболее универсальных методов оптимизации – метода динамического программирования [3].

Впервые применение метода ДП для решения задач оптимизации энергосистем продемонстрировано в [4] и нашло развитие в работах [5...7].

Использование данного метода для решения задачи оптимизации режимов позволяет:

- определить глобальный минимум целевой функции;
- использовать реальные характеристики энергетического оборудования электростанций;
- учесть любые ограничения, накладываемые на оптимизируемые переменные;
- получить многовариантные решения вблизи оптимума для исследования по другим критериям.

Необходимость совместного использования в данной работе методов ДП и последовательных приближений [3] обусловлена нелинейным характером зависимости относительных приростов потерь в сети от мощности узлов $\boldsymbol{\sigma}(\mathbf{P})$ в общем случае. Процедура оптимизации режима сводится к итерационному процессу, где последовательно осуществляются расчет относительных приростов потерь в сети $\boldsymbol{\sigma}$ и распределение активной мощности между ЭС методом ДП. Однако следует заметить, если принять зависимость $\boldsymbol{\sigma}(\mathbf{P})$ линейной для отдельных режимов (при небольших нагрузках сети и фазовых углах меньше 30°) либо реализовать специальную методику для обеспечения линейности $\boldsymbol{\sigma}(\mathbf{P})$, изложенную в [2], то оптимизация режима ЭЭС сводится к применению только метода ДП.

Учет потерь активной мощности в алгоритме ДП осуществляется с использованием элементов теории возмущений [4]. Предположим, что мощность станции изменилась на произвольное значение δP_i. Осуществив вариацию (2), запишем

$$W + \delta W = \sum_{i=1}^{n}(P_i + \delta P_i) - \sum_{j=1}^{m} P_{\text{н}j} - (\pi + \sum_{i=1}^{n}\frac{\partial\pi}{\partial P_i}\delta P_i)\,, \qquad (4)$$

где δW – возникший небаланс в энергосистеме; δP_i – возмущение мощности i-й ЭС; $\partial\pi/\partial P_i$ – относительный прирост потерь мощности по активной мощности i-й ЭС.

При вычитании (2) из уравнения (4) получим

$$\delta W = \sum_{i=1}^{n}\delta P_i(1 - \frac{\partial\pi}{\partial P_i}) = \sum_{i=1}^{n}\delta P_i\sigma_i\,, \qquad (5)$$

где $\sigma_i = (1 - \partial\pi/\partial P_i)$ – прирост мощности в балансирующей точке по мощности i-й ЭС.

Достоверность решения задачи оптимального распределения нагрузки в ЭЭС и эффективность совместного использования отмеченных методов анализа подчинены точности метода расчета эквивалентных энергетических характеристик электрической сети. Так как в общем случае приросты потерь в сети в предложенном алгоритме вычисляются неоднократно, соответствующий алгоритм должен также отвечать требованию высокой скорости расчета.

Разработке методов и алгоритмов расчета относительных приростов потерь уделялось достаточное внимание, что нашло отражение в многочисленных публикациях. Наиболее точный и универсальный аналитический метод, основанный на правилах дифференцирования сложных и неявных функций и справедливый для любой математической модели установившегося режима и любых параметров, по которым ищутся производные, предложен в [8]. Ввиду отмеченных достоинств метод нашел широкое практическое применение и дальнейшее развитие [2]. Методика изложена в приложении.

Предварительно необходимо выполнить расчет установившегося режима ЭЭС, где мощности электростанций, участвующих в задаче оптимизации, могут быть заданы произвольно с учетом покрытия нагрузки энергосистемы. Далее в точке рассчитанного режима следует произвести вычисления относительных приростов потерь мощности $\partial\pi/\partial P_i$. Допустив, что δP_i является относительно малым возмущением и производная $\partial\pi/\partial P_i$ линейна по отношению к P_i, выполним поиск такой комбинации δP_i, которая даст минимум расхода топлива (или стоимости) при соблюдении ограничений (2) и (3). При таком подходе целевая функция (1) принимает следующий вид:

$$И_{\Sigma} = \min_{\delta P_i} \sum_{i=1}^{n} C_i\, B_i\left(P_i + \delta P_i\right). \qquad (6)$$

Эквивалентная энергетическая характеристика электростанций может быть представлена расходной характеристикой $B_i(P_i)$. В этом случае поиск оптимального решения приводит к экономии топлива в энергосистеме. Если имеются данные о стоимости используемого топлива на ЭС (в общем случае в зависимости от вида топлива и поставщиков стоимость различна) либо стоимостные характеристики $C_i(P_i)$ (либо заявленные стоимости электроэнергии на ЭС), то реализация задачи (1)...(3) приводит к минимуму затрат денежных средств. В предлагаемой методике энергетические характеристики электростанций представлены функцией издержек от генерации активной мощности.

Далее следует описание алгоритма поиска оптимального режима ЭЭС.

На первом этапе алгоритма принимаем в качестве начального приближения вектор мощностей электростанций $\mathbf{P}^{(0)}$, соответствующий текущему значению мощностей, т. е. принятые ранее для расчета режима мощности, покрывающие спрос энергосистемы. Первый шаг прямого хода ДП заключается в определении для первой ЭС, из участвующих в задаче, вектора условно-оптимальных значений издержек $\mathbf{и}_1$ при соответствующем небалансе $\boldsymbol{\delta}\mathbf{W}_1$ в энергосистеме при приращениях мощности $\boldsymbol{\delta}\mathbf{P}_1$.

Задавшись шагом δP_1 с учетом (3) и (5), определим возможные небалансы в энергосистеме:

$$\delta W^{(1)} = \delta P_1 \sigma_1; \tag{7}$$

$$\delta P_1 \in [\underline{P_1} - P_1^{(0)}; \overline{P_1} - P_1^{(0)}]. \tag{8}$$

Для первой ЭС вектор **и**$_1$ условно-оптимальных значений затрат в соответствии с (7) и (8)

$$и_1(\delta W^{(1)}) = И_1(P_1^{(0)} + \delta P_1). \tag{9}$$

На следующем шаге прямого хода совместно рассматриваем покрытие нагрузки двумя ЭС. Согласно (5), возможные значения небаланса мощностей при учете ограничений (3) для первой и второй ЭС:

$$\delta W^{(2)} = \sigma_1 \delta P_1 + \sigma_2 \delta P_2 = \delta W^{(1)} + \sigma_2 \delta P_2; \tag{10}$$

$$\delta P_2 \in \left[\underline{P_2} - P_2^{(0)}; \overline{P_2} - P_2^{(0)}\right]. \tag{11}$$

Соответственно новое значение функции издержек

$$и_2(\delta P_2, \delta P_1) = И_2(P_2^{(0)} + \delta P_2) + И_1(P_1^{(0)} + \delta P_1). \tag{12}$$

Воспользовавшись уравнением (10), исключим из (12) переменную δP_1 и запишем функциональное уравнение

$$и_2(\delta W^{(2)}) = \min_{\delta P_2} \left[И_2(P_2^{(0)} + \delta P_2) + и_1(P_1^{(0)} + \frac{1}{\sigma_1}(\delta W^{(2)} - \sigma_2 \delta P_2)) \right]. \tag{13}$$

Последнее выражение позволяет на основании заданных интервалов для δW (могут быть принятыми согласно требуемой точности по мощности в балансирующем узле) определить условно-оптимальный вектор стоимости **и**$_2$ при соответствующих векторах $\boldsymbol{\delta P}_2$ и $\boldsymbol{\delta W}^{(2)}$.

Очередной шаг прямого хода ДП заключается в рассмотрении следующей ЭС, участвующей в покрытии нагрузки энергосистемы. Небаланс в энергосистеме согласно (5) при учете (3):

$$\delta W^{(3)} = \sigma_1 \delta P_1 + \sigma_2 \delta P_2 + \sigma_3 \delta P_3 = \delta W^{(3)} + \sigma_3 \delta P_3; \tag{14}$$

$$\delta P_3 \in [\underline{P_3} - P_3^{(0)}; \overline{P_3} - P_3^{(0)}]. \tag{15}$$

И далее соответствующее значение функции издержек

$$и_3(\delta P_3, \delta P_2, \delta P_1) = И_3(P_3^{(0)} + \delta P_3) + И_2(P_2^{(0)} + \delta P_2) + И_1(P_1^{(0)} + \delta P_1). \tag{16}$$

Воспользовавшись уравнением (14), исключим из (16) δP_1

$$\begin{aligned} и_3(\delta W^{(3)}) = И_3(P_3^{(0)} + \delta P_3) + И_2(P_2^{(0)} + \delta P_2) + \\ + и_1(P_1^{(0)} + \frac{1}{\sigma_1}(\delta W^{(3)} - \sigma_3 \delta P_3 - \sigma_2 \delta P_2)). \end{aligned} \tag{17}$$

Далее, учитывая выражение (13), представим (17) как функциональное уравнение

$$и_3(\delta W^{(3)}) = \min_{\delta P_3}\left[И_3(P_3^{(0)} + \delta P_3) + и_2(\delta W^{(2)} - \sigma_3 \delta P_3)\right]. \qquad (18)$$

Согласно (18) находим вектор условно-оптимальных значений $\mathbf{и}_3(\delta \mathbf{W}^{(3)})$ при соответствующем векторе $\delta\mathbf{P}_3$.

Таким образом, для i-й ЭС определим рекуррентно-функциональное уравнение:

$$и_i(\delta W^{(i)}) = \min_{\delta P_i}\left[И_i(P_i^{(h)} + \delta P_i) + и_{i-1}(\delta W^{(i)} - \sigma_i \delta P_i)\right]; \qquad (19)$$

$$\delta P_i \in [\underline{P_i} - P_i^{(h)}; \overline{P_i} - P_i^{(h)}],$$

где h – номер итерации.

Когда зависимости $\mathbf{и}_i(\delta\mathbf{W})$ и соответствующие векторы условно-оптимальных приращений мощности $\delta\mathbf{P}_i$ определены для всех n станций, участвующих в оптимизации, выполняем процедуру обратного хода. В зависимости от возможности регулирования мощности в балансирующем узле обратный ход ДП предлагается реализовать одним из следующих вариантов:

1. Без выделения балансирующего объекта, когда в балансирующем узле отсутствует диапазон регулирования мощности. Следовательно, в данном случае принимаем согласно (2) небаланс в энергосистеме

$$\delta W^{(n)} = 0.$$

Находим значение $и_n(\delta W^{(n)})$ и оптимальную величину приращения δP_n^{opt}, соответствующие наиболее близкому значению небаланса к принятому. Затем принимаем величину небаланса

$$\delta W^{(n-1)} = -\sigma_n \delta P_n^{\text{opt}}. \qquad (20)$$

Согласно этому значению находим $и_{n-1}(\delta W^{(n-1)})$ и соответствующую величину мощности $\delta P_{n-1}^{\text{opt}}$. Далее определяем очередное значение небаланса

$$\delta W^{(n-2)} = -(\sigma_n \delta P_n^{\text{opt}} + \sigma_{n-1} \delta P_{n-1}^{\text{opt}})$$

Находим $и_{n-2}(\delta W^{(n-2)})$ и соответствующее значение $\delta P_{n-2}^{\text{opt}}$.

Таким образом, получаем вектор оптимальных приращений $\delta\mathbf{P}_i^{\text{opt}}$ согласно которому определяем искомый вектор оптимальных мощностей электростанций.

2. С выделением балансирующего объекта, когда в соответствующем узле задан диапазон регулирования мощности (электростанция, участвующая в процессе оптимизации; электростанция с наибольшим диапазоном регулирования; межсистемный узел с поставкой (потреблением) электроэнергии и другие варианты). В этом случае определяем небаланс мощности $\delta W^{(n)}$, соответствующий значению приращения мощности в балан-

сирующем узле $\delta P_б$ в диапазоне регулирования, при котором в энергосистеме имеет место минимум издержек:

$$и_{n+1}^{opt}(\delta P_б^{opt}) = \min_{\delta P_б}\left[и_n(\delta P_б) + И_б(P_б^{(0)} + \delta P_б)\right];$$

$$\delta P_б \in [\underline{P_б} - P_б^{(0)};\ \overline{P_б} - P_б^{(0)}].$$

Далее процедура обратного хода выполняется аналогично первому варианту представления балансирующего объекта, начиная с выражения (20).

Исходя из новых значений генерации активной мощности, необходимо осуществить пересчет режима, приростов потерь в сети и произвести оптимизацию аналогичным образом при векторе мощности $\mathbf{P}^{(1)}$. В качестве критерия окончания процесса оптимизации принята заданная величина относительного изменения целевой функции на смежных итерациях

$$\frac{И_\Sigma^{(h)} - И_\Sigma^{(h-1)}}{И_\Sigma^{(h)}} \le \varepsilon,$$

где ε – заданная малая величина.

В соответствии с изложенным алгоритмом разработана программа для оптимизации режимов ЭЭС [9]. Проведенные многочисленные расчеты показали высокую эффективность описанного алгоритма. Программа может использоваться в оперативно-диспетчерском управлении для планирования и исследования краткосрочных режимов работы энергосистем.

ВЫВОД

Предложен усовершенствованный алгоритм оптимизации режима ЭЭС по активной мощности. Отмечена необходимость совместного использования метода ДП и метода последовательных приближений. Продемонстрирован способ учета потерь в сети с применением точной методики расчета относительных приростов потерь. В алгоритме учтены различные варианты представления балансирующего объекта. В соответствии с алгоритмом разработана программа для практического применения в оперативно-диспетчерском управлении ЭЭС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Республиканская программа энергосбережения на 2001...2005 гг. // Энергоэффективность. – 2001. – № 4–6.

2. Методы оптимизации режимов энергосистем / В. М. Горнштейн, Б. П. Мирошниченко, А. В. Пономарев и др.; Под ред. В. М. Горнштейна. – М.: Энергия, 1981. – 336 с.

3. Беллман Р., Дрейфус С. Прикладные задачи динамического программирования. – М., 1965.

4. Рингле Р. Дж., Вилльямс Д. Д. Применение метода динамического программирования для распределения нагрузки энергосистемы // Энергетические системы и оборудование. – 1963. – № 64. – С. 9–19.

5. Падалко Л. П. Оптимизация режима энергосистемы методом динамического программирования // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений СССР). – 1973. – № 2. – С. 113–117.

6. Г у р с к и й С. К., Д о м н и к о в С. В., А л е к с а н д р о в О. И. Оптимизация режимов работы энергосистем: Лаб. практ. – Ч. 2. – Мн.: Вышэйш. шк., 1985. – 148 с.

7. А л е к с а н д р о в О. И., Б а б к е в и ч Г. Г., Д о м н и к о в С. В. Оптимизация суточного режима энергосистемы по активной мощности с учетом потерь в сети методом динамического программирования // Известия РАН. Энергетика. – 1993. – № 1. – С. 81–97.

8. Л а з е б н и к А. И. Аналитический метод расчета производных от потерь мощности в электрической сети // Применение математических методов и вычислительных машин в энергетике. – Кишинев, 1968. – Вып. 2. – С. 16–23.

9. А л е к с а н д р о в О. И., Б а к а н о в с к и й А. М., У с т и м о в и ч В. А. Программный комплекс по расчету и оптимизации режимов электроэнергетических систем // Вестник БНТУ. – 2003. – № 2. – С. 54–59.

Приложение

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПРИРОСТОВ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Режим ЭЭС описывается системой уравнений узловых напряжений:

$$\begin{gathered}\underline{U}_i^{*}Y_{ii}\underline{U}-\underline{U}_i^{*}\sum_{j=1}^{l}Y_{ij}\underline{U}_j=\underline{S}_i^{*};\\ \underline{S}_i=P_i+jQ_i;\\ \underline{Y}_{ii}=g_{ii}+jb_{ii};\\ \underline{Y}_{ij}=g_{ij}+jb_{ij};\\ \underline{U}_i=U_i'+jU_i'';\\ i=\overline{1,k},\end{gathered}\qquad (\text{П. }1)$$

где P_i, Q_i – суммарные активная и реактивная мощности i-го узла; g_{ii}, b_{ii} – действительная и мнимая составляющие собственных проводимостей узлов; g_{ij}, b_{ij} – действительная и мнимая составляющие взаимных проводимостей узлов; U_i', U_i'' – действительная и мнимая составляющие напряжения i-го узла; k – число независимых узлов в энергосистеме; l – число узлов, имеющих связь с i-м; * – знак комплексно-сопряженного числа.

Потери активной мощности в системе могут быть определены по результатам расчета режима в соответствии с выражением:

$$\pi=\sum_{i=1}^{k+1}\sum_{j=1}^{l}\left|\underline{U}_i-\underline{U}_j\right|^2 g_{ij}=\sum_{i=1}^{k+1}\sum_{j=1}^{l}[(U_i'-U_j')^2+(U_i''-U_j'')^2]g_{ij}, \qquad (\text{П. }2)$$

где g_{ij} – активная составляющая проводимости ветви между i-м и j-м узлами.

С одной стороны, существует явная зависимость потерь от напряжений (П. 2), с другой – U_i', U_i'' являются неявными функциями мощностей всех узлов, определяемыми по (п. 1):

$$\begin{gathered}U_i'=U_i'(P_j,Q_j);\\ U_i''=U_i''(P_j,Q_j);\\ i=\overline{1,k};\quad j=\overline{1,l}.\end{gathered}\qquad (\text{П. }3)$$

По правилу дифференцирования сложных функций с учетом (П. 1) и (П. 3) запишем:

$$\begin{cases}\dfrac{\partial\pi}{\partial U_i'}=\dfrac{\partial\pi}{\partial P_i}\dfrac{\partial P_i}{\partial U_i'}+\sum\limits_{j=1}^{l}\dfrac{\partial\pi}{\partial P_j}\dfrac{\partial P_j}{\partial U_i'}+\dfrac{\partial\pi}{\partial Q_i}\dfrac{\partial Q_i}{\partial U_i'}+\sum\limits_{j=1}^{l}\dfrac{\partial\pi}{\partial Q_j}\dfrac{\partial Q_j}{\partial U_i'};\\[2ex] \dfrac{\partial\pi}{\partial U_i''}=\dfrac{\partial\pi}{\partial P_i}\dfrac{\partial P_i}{\partial U_i''}+\sum\limits_{j=1}^{l}\dfrac{\partial\pi}{\partial P_j}\dfrac{\partial P_j}{\partial U_i''}+\dfrac{\partial\pi}{\partial Q_i}\dfrac{\partial Q_i}{\partial U_i''}+\sum\limits_{j=1}^{l}\dfrac{\partial\pi}{\partial Q_j}\dfrac{\partial Q_j}{\partial U_i''}.\end{cases}\qquad (\text{П. }4)$$

Результаты дифференцирования (П. 2) представлены следующими выражениями:

$$\begin{cases} \dfrac{\partial\pi}{\partial U_i'} = \dfrac{1}{2}\sum\limits_{j=1}^{l}(U_i' - U_j')g_{ij}; \\ \dfrac{\partial\pi}{\partial U_i''} = \dfrac{1}{2}\sum\limits_{j=1}^{l}(U_i'' - U_j'')g_{ij}. \end{cases} \qquad (\text{П. }5)$$

Подставим далее выражение (П. 5) в левые части (П. 4), а значения производных $\partial P/\partial U$ и $\partial Q/\partial U$, полученные дифференцированием (П. 1), – в правые. В результате выполнения подстановки образуется полная система линейных уравнений, решение которой позволяет найти $\partial\pi/\partial P_i$ и $\partial\pi/\partial Q_i$ для всех узлов.

В матричной форме система (П. 4) имеет следующий вид:

$$\begin{bmatrix} \dfrac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{U}'} & \dfrac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{U}'} \\ \dfrac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{U}''} & \dfrac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{U}''} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dfrac{\partial\pi}{\partial \mathbf{P}} \\ \dfrac{\partial\pi}{\partial \mathbf{Q}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dfrac{\partial\pi}{\partial \mathbf{U}'} \\ \dfrac{\partial\pi}{\partial \mathbf{U}''} \end{bmatrix}. \qquad (\text{П. }6)$$

Квадратная матрица частных производных в левой части (П. 6) представляет собой транспонированную матрицу Якоби, аналогичную применяемой при расчете установившихся режимов.

Система линейных уравнений (П. 6) с разреженной и структурно-симметричной матрицей Якоби решается методом оптимального исключения Гаусса с учетом динамического способа перенумерации узлов.

Представлена кафедрой
электротехники и электроники

Поступила 23.09.2003

УДК 621.318.43

УПРАВЛЯЕМЫЙ РЕАКТОР С ПОВЫШЕННЫМИ ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИМИ СПОСОБНОСТЯМИ

Канд. техн. наук ПРИМА В. М., студ. РЕПИН В. Г.

Белорусский национальный технический университет

Необходимость эффективного ограничения токов коротких замыканий в энергетических системах привела к использованию конструктивных разработок реакторов с ферромагнитными сердечниками [1]. Наиболее простыми из них, удобными в изготовлении являются реакторы с магнитопроводами стержневого типа, имеющие продольное намагничивание переменным и постоянным магнитными полями. Такие реакторы способны автоматически увеличивать индуктивность в режиме коротких замыканий в четыре–пять раз по сравнению с индуктивностью нормального режима работы [2]. Это свойство позволяет реактору более эффективно, чем бетонный ректор, ограничивать токи коротких замыканий, например, в электрических сетях 6–10 кВ, выполненных кабелями, что позволит отказаться от проверки кабелей на термическую устойчивость.