

ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЕМ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ ПРИ СЛУЧАЙНОМ ХАРАКТЕРЕ НАГРУЗКИ

ТЕВЯШЕВ А.Д., ТИМОФЕЕВА Т.Б., СМЕРНОВ А.В.

Рассматривается задача оперативного управления режимами работы энергосистем при случайном характере нагрузки в узлах сети. Показывается, что данная задача сводится к двухэтапной задаче стохастического программирования. На первом этапе осуществляется планирование оптимального режима работы энергосистемы, а на втором разрабатывается план компенсации невязок, выявленных после наблюдения реализованных случайных параметров. Приводится формулировка данной задачи и намечаются пути ее решения.

1. Введение

Практическая реализация новых информационных, ресурсосберегающих и экологически безопасных технологий в системах энергетики и нарастающее усложнение электросетей привели к необходимости создания более эффективных методов управления и соответствующих им информационных систем, обеспечивающих решение задачи оперативного управления режимами электроснабжения.

В настоящее время в электроэнергетических системах наметилась устойчивая тенденция к возрастанию непроизводительных потерь электроэнергии, связанных с перетоками мощности из-за случайного характера нагрузки в узлах сети. Поэтому особенно актуальной становится задача минимизации потерь, связанных с перетоками мощности в электросетях.

Объектом управления является региональная распределительная электрическая сеть. Конечная цель управления режимами энергосистемы — обеспечение надежного и качественного энергоснабжения потребителей электроэнергии, т.е. выработка рекомендаций относительно того, как изменить параметры системы, чтобы состояние объекта управления оптимальным образом соответствовало состоянию окружающей среды. Эта цель в общем случае достигается на базе автоматизированной системы управления воздействием на характеристики режима ЭС. Управление режимами осуществляется в целях их оптимизации по критерию минимизации потерь активной и реактивной мощности в сети.

В настоящее время для анализа и оптимизации установившихся режимов электроэнергетических систем используются детерминированные математические модели. При этом случайный характер изменения нагрузки практически не учитывается, что снижает эффективность управления и, следовательно, эффективность функционирования электроэнергетических систем. Более того, влияние огромного количества неуправляемых и неконтролируемых факторов на объекты нагрузки в электросети приводит к тому, что процесс потребления электроэнергии становится случайным и может носить как стацио-

нарный, так и нестационарный характер. Поэтому для повышения эффективности управления необходимо получить адаптивную стохастическую модель потребления электроэнергии, учитывающую случайный характер нагрузки.

Рассмотрим задачу оперативного планирования режимами работы энергосистемы, обеспечивающую в рассматриваемый момент времени надежное электроснабжение потребителя электрической энергией требуемого качества при минимально возможных эксплуатационных затратах. Решение данной задачи сводится к выполнению следующих этапов:

- построение стохастической модели окружающей среды, в которой функционирует электроэнергетическая система;
- разработка математической модели электроэнергетической системы, функционирующей в стохастической среде;
- решение задачи оптимального стохастического управления потокораспределением в электроэнергетических системах;
- выдача управляющих воздействий на плановый период;
- коррекция управляющих воздействий по результатам наблюдения практических реализаций случайных величин мощности нагрузок в узлах сети.

2. Содержательная постановка задачи

Рассматривается задача оптимального управления режимами функционирования электрических систем, нормальных условиях эксплуатации и реальном масштабе времени. Исходными данными является оперативная информация о состоянии сети в любой момент времени. На основании ретроспективных данных с учетом оперативной информации осуществляется прогноз мощности нагрузок в узлах сети, с помощью которого делается расчет режима работы электрической сети. Расчет планируемого режима основывается на требовании минимизации потерь активной и реактивной мощности в системе с учетом требований надежности и устойчивости режима. Диспетчеру выдаются рекомендации по изменению реактивной мощности генерирующих узлов, коэффициентов трансформации трансформаторов, мощности синхронных компенсаторов и количества включенных блоков статических конденсаторов. Так как величина нагрузки случайна и реальные данные могут не совпасть с прогнозируемыми, то в системе предусматривается коррекция плана на основании невязок, выявленных после наблюдения реализованных случайных факторов. Программная реализация рассматриваемой задачи может использоваться как советчик диспетчера по оптимизации режима и позволяет осуществить централизованное управление выработкой реактивной мощности и поддержания напряжения в узлах системы, отвечающее минимуму потерь активной и реактивной мощности в контролируемой сети.

3. Математические модели элементов электроэнергетической системы

В формальных методах анализа установившихся режимов электроэнергетической системы приходится иметь дело с совокупностью разнородных элементов: генераторов, нагрузок, трансформаторов, синхронных компенсаторов, батарей статических конденсаторов, воздушных и кабельных линий, выключа-

телей и т.д. Каждый из этих элементов представляется своей схемой замещения или уравнениями. В результате объединения схем замещения этих элементов в соответствии с их электрической связью в реальной системе получаем общую расчетную схему замещения энергетической системы. Она представляет собой электрическую цепь, в которую кроме активных и индуктивных сопротивлений и проводимостей входят идеальные трансформаторы, связывающие между собой части системы различных номинальных напряжений. Такая схема используется при расчетах установившихся режимов, и при этом результатами расчета являются действительные токи и напряжения узлов каждой из ступеней.

Таким образом, в результате эквивалентирования структура энергосистемы представляется в виде графа, каждой дуге которого ставится в соответствие определенный элемент электрической схемы (узел или ветвь). Узлами являются элементы, генерирующие или потребляющие мощность в сети. Это генераторы, нагрузка и устройства для компенсации реактивной мощности – синхронные компенсаторы, батареи статических конденсаторов и реакторы. Ветвью называется участок цепи, вдоль которого в любой заданный момент времени ток имеет одно и то же значение. В качестве ветвей, т.е. элементов, соединяющих два узла схемы, могут выступать линии электропередач, трансформаторы и выключатели. Таким образом, для того, чтобы реальной системе поставить в соответствие расчетную схему, состоящую из узлов, ветвей и их параметров, необходимо построить математические модели для следующих элементов системы.

3.1. Линии электропередач

Линии электропередач по форме исполнения (физической реализации) делятся на воздушные и кабельные. При расчетах установившихся режимов линия электропередачи представляется П-образной схемой замещения (рис.1).

Линия электропередачи характеризуется продольным сопротивлением

$$Z_L = r_L + jx_L \quad (1)$$

и поперечной проводимостью

$$Y_L = g_L + jb_L, \quad (2)$$

где r_L – активное сопротивление; x_L – индуктивное сопротивление; g_L – активная проводимость; b_L – емкостная проводимость линии.

Для воздушных линий электропередач активная проводимость g_L практически всецело определяется потерями на корону, в связи с чем она в сильной степени зависит не только от конструкции линии, но также от рабочего напряжения и от погодных усло-

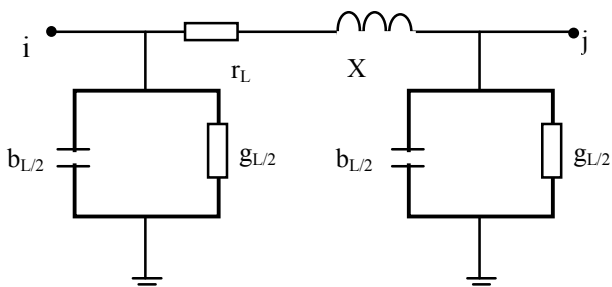


Рис. 1. Схема замещения линии электропередач

вий. Принимая во внимание это обстоятельство, целесообразно отказаться от определения проводимости g_L , учитывая величину потерь на корону непосредственно в суммарной нагрузке соответствующего узла сети. Значения r_L , x_L , b_L определяются длиной линии между соседними узлами расчетной схемы и удельными параметрами:

$$r_L = r_0 l, \quad x_L = x_0 l, \quad b_L = b_0 l, \quad (3)$$

где l – длина линии, км; r_0 – удельное активное сопротивление линии, Ом/км; x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии, См/км; b_0 – удельная емкостная проводимость линии [См/км].

Значения удельных параметров являются паспортными данными и зависят от типа линии.

Поскольку П-образная схема замещения, в которой емкостная и активная проводимости линии сосредоточены в ее концах, не дает возможности точно отобразить соотношение между токами и напряжениями на линии, при больших длинах линии ее приходится разбивать на участки до 200–300 км или вводить поправочные коэффициенты:

$$r_L = r_0 * l * K_R, \quad x_L = x_0 * l * K_X, \quad b_L = b_0 * l * K_C, \quad (4)$$

Значения поправочных коэффициентов для линий длиной от 300 до 500–600 км вычисляются по формулам:

$$K_R = 1 - \frac{l^2}{3} x_0 b_0, \quad K_X = 1 - \frac{l^2}{6} x_0 b_0 \left(1 - \frac{r_0^2}{x_0^2} \right), \quad K_C = \frac{3 + K_R}{2(1 + K_R)}, \quad (5)$$

при малых длинах линии (<300 км) эти коэффициенты близки к единице.

3.2 Трансформаторы

Двухобмоточные трансформаторы представляются Г-образной схемой замещения (рис.2) с идеальным трансформатором (ИТ), не имеющим сопротивления и характеризующимся только коэффициентами трансформации:

$$k = \frac{U_{B,ном}}{U_{H,ном}}, \quad (6)$$

где $U_{B,ном}$ и $U_{H,ном}$ – верхнее и нижнее номинальные напряжения трансформатора [4].

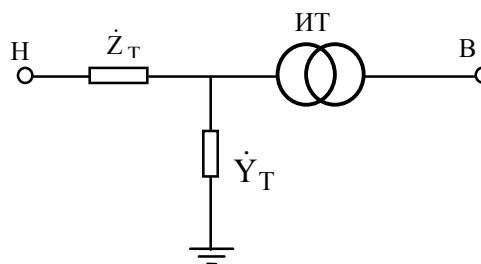


Рис.2. Схема замещения двухобмоточного трансформатора

Двухобмоточные трансформаторы характеризуются сопротивлением

$$Z_T = r_T + jx_T \quad (7)$$

и проводимостью шунта намагничивания

$$Y_T = g_T + jb_T, \quad (8)$$

здесь g_T – активное сопротивление; x_T – индуктивное сопротивление; g_T – активная проводимость; b_T – емкостная проводимость трансформатора.

Для трансформаторов, допускающих регулирование напряжения, коэффициент трансформации должен соответствовать реальному положению переключателя отпайки трансформатора:

$$k_i = \frac{U_{B,ном} + i * \Delta U_B}{U_{H,ном}} \quad (9)$$

для i -й отпайки трансформатора.

Активное сопротивление обмоток двухобмоточного трансформатора определяют по известным потерям мощности в обмотках трансформатора, которые в практических расчетах принимают равными потерям короткого замыкания при номинальном токе трансформатора. Выражение для активного сопротивления трансформатора следующее:

$$r_T = \frac{\Delta P_K U_{ном}^2}{1000 S_{ном}^2}, \quad (10)$$

где ΔP_K — потери короткого замыкания на трансформаторе, кВт; $U_{ном}$ — номинальное напряжение соответствующей обмотки трансформатора, кВ; $S_{ном}$ — номинальная мощность трансформатора, МВА.

Полное сопротивление обмоток трансформатора:

$$Z_T = \frac{u_k U_{ном}^2}{100 S_{ном}}, \quad (11)$$

здесь u_k — напряжение короткого замыкания трансформатора, выраженное в процентах от его номинального напряжения.

Отсюда можно определить индуктивное сопротивление рассеяния обмоток трансформатора:

$$x_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2}. \quad (12)$$

Активную и емкостную проводимость трансформатора вычисляем следующим образом:

$$g_T \approx \frac{\Delta P_X}{U_{ном}^2}, \quad b_T \approx \frac{i_x S_{ном}}{100 U_{ном}^2}, \quad (13)$$

где ΔP_X — потери холостого хода, МВт; $S_{ном}$ — номинальная мощность трансформатора, МВА; i_x — ток холостого хода, % от $i_{ном}$; $U_{ном}$ — номинальное напряжение трансформатора, кВ.

Таким образом, при моделировании двухобмоточного трансформатора для расчета установившегося режима вводятся 4 параметра: r_T , x_T , g_T , b_T , рассчитываемые по паспортным данным трансформаторов с помощью приведенных выше формул.

В схему замещения трехобмоточного трансформатора и автотрансформатора обычно включают два идеальных трансформатора и три ветви, имеющие сопротивления, соответствующие высокой, средней и низкой ступени напряжения (рис.3). Все сопротивления приводятся к одному напряжению.

Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы имеют несколько вариантов регулирования напряжения. При задании коэффициентов трансформации условных ИТ следует учитывать расположение РПН. Для трансформаторов с РПН только на ступени среднего напряжения имеем:

$$k_{B-C} = \frac{U_{B,ном}}{U_{C,ном} + \Delta U}, \quad k_{C-H} = \frac{U_{C,ном} + \Delta U}{U_{H,ном}}, \quad k_{B-H} = \frac{U_{B,ном}}{U_{H,ном}}. \quad (14)$$

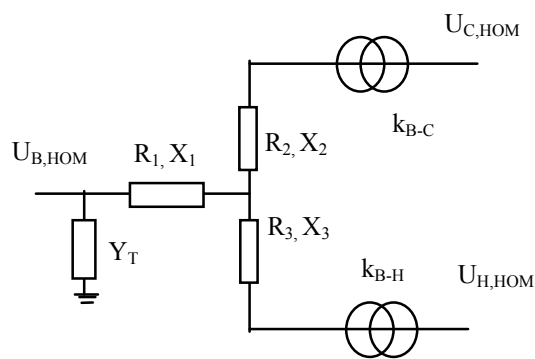


Рис.3. Схема замещения трехобмоточного трансформатора

В этих выражениях ΔU — добавочное напряжение при переходе на ответвления, при которых коэффициент трансформации отличается от номинального.

Для учета потерь холостого хода трансформатора вычисляется проводимость шунта намагничивания:

$$g_T \approx \frac{\Delta P_X}{U_{B,ном}^2}, \quad b_T \approx \frac{i_x S_{ном}}{100 U_{B,ном}^2}, \quad (15)$$

где ΔP_X — потери активной мощности холостого хода, кВт; i_x — относительное значение тока холостого хода, % от $i_{ном}$.

При вводе информации коэффициент трансформации для каждого двухобмоточного ИТ в схеме замещения задается как отношение напряжения 2-го узла связи к напряжению 1-го узла.

3.3. Генераторы

Принцип замещения синхронного генератора приведена на рис.4.

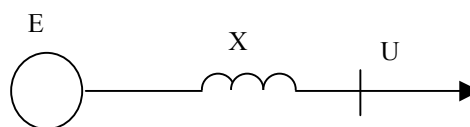


Рис.4. Схема замещения синхронного генератора

Источники электрической энергии, соответствующие генераторам электрических станций (кроме балансирующих узлов), при расчете установившегося режима в рассматриваемой задаче задаются постоянной активной мощностью и модулем напряжения $P_G = \text{const}$, $U_G = \text{const}$. В этом случае переменными являются реактивная мощность и фаза напряжения. Задание постоянного модуля напряжения соответствует реальным условиям работы генераторов с регуляторами напряжения, поддерживающими $U_G = \text{const}$. Системы регулирования возбуждения настраиваются на поддержание неизменного напряжения U на шинах генератора или высокого напряжения электростанции. Режим поддержания напряжения на заданном уровне возможен до тех пор, пока значения токов статора и ротора находятся в допустимых пределах.

Один из генераторных узлов определяется как балансирующий по активной и реактивной мощности и задается постоянными модулем и фазой напряжения. Активная и реактивная мощности в таком узле не определены. Введение балансирующего узла

— это допущение, вызванное особенностью нелинейных уравнений установившегося режима. Эта особенность состоит в том, что невозможно точно задать мощности во всех узлах, удовлетворяющих условию баланса мощностей в системе, так как потери мощности и перетоки по межсистемным связям не могут быть точно определены до расчета установившегося режима.

3.4. Синхронные компенсаторы

Синхронные компенсаторы (СК) в режиме перевозбуждения являются генераторами реактивной мощности, а в режиме недовозбуждения — ее потребителями. Номинальная мощность СК — его наибольшая мощность в режиме перевозбуждения. Мощность, генерируемая или потребляемая СК, изменяется путем изменения его тока возбуждения вручную или автоматически.

При формировании схемы замещения синхронные компенсаторы задаются мощностью

$$S = P + jQ, \quad (16)$$

где P — активная мощность, а Q — генерируемая или потребляемая компенсатором реактивная мощность.

3.5. Батареи статических конденсаторов

Батареи статических конденсаторов (БСК), включенные параллельно в электросеть, в отличие от СК, являются источниками реактивной мощности, квадратично зависящими от напряжения. Реактивная мощность, генерируемая одним конденсатором, вычисляется по формуле

$$Q_K = U^2 \omega C_K, \quad (17)$$

где C_K — емкость конденсатора, Φ ; ω — угловая частота, рад.

В нерегулируемых БСК число включенных конденсаторов неизменно, а в регулируемых — изменяется в зависимости от режима работы электросети автоматически или вручную.

При формировании схемы замещения батареи статических конденсаторов задаются проводимостью, которая вычисляется по формуле

$$g_K = \omega C_K = 2\pi f C_K = 100\pi C_K, \quad (18)$$

так как $f = 50$ Гц.

При этом реактивная мощность, генерируемая БСК:

$$Q_K = U^2 g_K. \quad (19)$$

Емкости и соответствующие им проводимости являются паспортными данными и зависят от типа БСК.

3.6. Шунтирующие реакторы

Шунтирующий реактор — это статическое электромагнитное устройство, применяемое в электрических системах. Во включенном состоянии реактивная мощность, потребляемая реактором, зависит от квадрата напряжения:

$$Q_P = U^2 * Y_P, \quad (20)$$

где Y_P — индуктивная проводимость реактора, которая реактора может быть получена из его паспортных данных следующим образом:

$$Y_P = \frac{Q_{P,ном}}{U_{ном}^2}, \quad (21)$$

где $Q_{P,ном}$ — номинальная мощность реактора, $U_{ном}$ — номинальное напряжение.

3.7. Воздушные и масляные выключатели

При эквивалентировании схемы большинство выключателей исключается из расчетной схемы (шинно-соединительные, обходные, линейные выключатели и др.). Те выключатели, которые нельзя исключить из расчетной схемы, моделируются как связь, т.е. элемент, соединяющий два узла и имеющий пренебрежимо малое сопротивление.

3. Математическая модель электроэнергетической системы

Для установившегося режима в электроэнергетической системе должны выполняться следующие равенства для балансов активной и реактивной мощностей в узлах [2]:

$$P_{Г,i}(f) - P_{Н,i}(U_i, f) - P_{Ш,i} - \sum_j P_{i,j} = 0, \quad (22)$$

$$Q_{Г,i}(f) - Q_{Н,i}(U_i, f) - Q_{Ш,i} - \sum_j Q_{i,j} = 0, \quad (23)$$

где $P_{Г,i}$, $Q_{Г,i}$ — генерируемая активная и реактивная мощности в узле i ; $P_{Н,i}$, $Q_{Н,i}$ — потребляемая активная и реактивная мощности в узле i ; $P_{Ш,i}$, $Q_{Ш,i}$ — потери мощности в шунтах; $P_{i,j}$, $Q_{i,j}$ — активная и реактивная мощности, выходящие из узла i в узел j ; f — частота в системе.

Рассмотрим более детально все члены, входящие в уравнения балансов. Так как расчет ведется без учета частоты, то $P_{Г}$ является постоянной величиной и определяется количеством производимой генераторами активной мощности. Величина параметра $Q_{Г}$ определяется количеством реактивной мощности, генерируемой (или потребляемой) генераторами, синхронными компенсаторами или батареями статических конденсаторов.

Потери мощности в шунтах, соответствующие шунтирующему реактору, установленному на конце i линии ij , потери холостого хода на трансформаторе, отнесенные к узлу i , а также реактивная генерация, выдаваемая батареями статических конденсаторов в узле i , вычисляются однотипно, как мощность, квадратично зависящая от напряжения:

$$P_{Ш,i} = U_i^2 * g_{Ш,i}, \quad Q_{Ш,i} = U_i^2 * b_{Ш,i}, \quad (24)$$

где $g_{Ш,i} > 0$ — активная проводимость шунта намагничивания трансформатора, $b_{Ш,i}$ в зависимости от конкретного устройства может иметь следующий смысл: соответствовать реактивной составляющей шунта намагничивания трансформатора, индуктивной проводимости шунтирующего реактора или определяться емкостью синхронных конденсаторов.

Активные и реактивные мощности, выходящие из узла i в узел j по связи ij при условии, что сопротивление связи для случая, если ij -трансформатор, приведено к высшей стороне i , вычисляются следующим образом:

$$P_{i,j} = \left(g_{ij} - \frac{g_{L,ij}}{2} \right) U_i^2 - k'_{ij} U_i U_j \times \times (\cos(\delta_{ij} + k''_{ij}) g_{ij} + \sin(\delta_{ij} + k''_{ij}) b_{ij}), \quad (25)$$

$$Q_{i,j} = \left(b_{ij} - \frac{b_{L,ij}}{2} \right) U_i^2 - k'_{ij} U_i U_j \times \times (\cos(\delta_{ij} + k''_{ij}) b_{ij} + \sin(\delta_{ij} + k''_{ij}) g_{ij}), \quad (26)$$

где g_{ij}, b_{ij} — активная и реактивная проводимости связи; k'_{ij}, k''_{ij} — продольный и поперечный коэффициенты трансформации; $g_{L,ij}, b_{L,ij}$ — поперечная активная и реактивная проводимости связи; U_i, U_j — напряжения на концах связи ij ; δ_{ij} — угол между векторами напряжений.

Таким образом, систему уравнений балансов (22), (23) можно записать в следующем виде:

$$\omega_{Pk} = P_k - g_{kk} U_k^2 - U_k \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} U_j \times \\ \times (g_{kj} \cos \delta_{kj} - b_{kj} \sin \delta_{kj}) = 0 \quad (27)$$

$$\omega_{Qk} = Q_k - b_{kk} U_k^2 - U_k \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} U_j \times \\ \times (b_{kj} \cos \delta_{kj} + g_{kj} \sin \delta_{kj}) = 0, \quad k = \overline{1, n}, \quad (28)$$

где n — число узлов в сети.

В общем виде система (27), (28) имеет вид:

$$W\{X, Y\} = 0, \quad (29)$$

здесь Y — вектор независимых переменных режима. Независимыми переменными являются рассчитанные в пункте 2 параметрами воздушных и кабельных линий, трансформаторов, генераторов, синхронных компенсаторов и батарей статических конденсаторов, кроме того, сюда входят активные и реактивные мощности нагрузок в узлах электрической сети. X — вектор зависимых переменных режима, сюда входят модули и фазы напряжений в узлах сети.

При построении статической модели энергосистемы все ее узлы подразделяются на следующие три типа [4]:

PQ- — узлы в которых заданы величины активной и реактивной генерации. Для таких узлов неизвестными являются модуль и угол напряжения. Оба выражения (22) и (23) для PQ-узлов входят в систему уравнений узловых балансов мощности (27)-(28).

PU- или генераторные — узлы, в которых задана активная генерация и модуль напряжения. Для таких узлов неизвестной величиной является фаза напряжения δ . Генерация реактивной мощности здесь является рассчитываемой величиной и определяется выражениями (23) по найденным значениям переменных, а в систему уравнений узловых балансов мощностей для таких узлов входит только выражение (22).

Балансирующие — узлы, в которых заданы угол и модуль напряжения. Для балансирующих узлов U и δ являются заданными величинами, а соответствующие выражения (22) и (23) в систему уравнений узловых балансов мощности (27), (28) не входят, баланс в этих узлах определяется после решения системы уравнений для остальных узлов и отражает дефицитность или избыточность данной электроэнергетической системы.

Таким образом, система нелинейных уравнений (27), (28) состоит из $2N_{PQ} + N_{PU}$ или $2N - N_{PU} - 2N_B$ уравнений балансов мощностей в узлах, где N — общее число узлов системы; N_{PQ} — количество PQ-узлов в системе; N_{PU} — количество PU-узлов в

системе; N_B — количество балансирующих узлов в системе.

Для того чтобы система (29) была разрешима количество неизвестных переменных должно соответствовать количеству уравнений в системе. Следовательно, все независимые переменные режима должны быть определены. Таким образом, для разрешимости системы уравнений баланса (29) необходимо задать конкретные значения активной и реактивной мощности нагрузок в узлах сети. Рассмотренный ниже адаптивный алгоритм позволяет получить прогнозируемые значения мощности нагрузок в узлах сети на определенный интервал времени. Тогда, систему (29) можно записать в следующем виде:

$$M\{W(X, Y, C(\omega))\} = 0, \quad (30)$$

где Y — вектор независимых переменных режима; X — вектор зависимых переменных режима; $C(\omega)$ — вектор вероятностно определенной исходной информации.

Эта система уравнений для статической модели полностью определяет режим в энергосистеме в определенный момент времени. Таким образом, задача определения параметров текущего режима энергосистемы сведена к математической задаче решения системы нелинейных уравнений.

Для решения задачи расчета установившегося режима необходимо решить систему его нелинейных уравнений (27), (28). Для решения данной системы можно применить различные итерационные методы. В практике решения подобных задач используются методы Гаусса-Зейделя, Ньютона, метод Z-матрицы и различные их модификации. Наиболее часто в программах расчета установившегося режима применяется метод Ньютона, как наиболее эффективный и надежный. Опыт расчетов установившихся режимов в электроэнергетических системах методом Ньютона показал, что область сходимости этого метода практически совпадает с областью существования режима в системе.

При решении (27), (28) по методу Ньютона на каждом шаге итерационного процесса методом Гаусса решается линейаризованная система

$$\frac{\partial \omega}{\partial X} (X^{(i)}) * \Delta X^{(i+1)} = -\omega(X^{(i)}), \quad (31)$$

где $X = \{U, \delta\}$ — вектор переменных.

Матрица Якоби $\frac{\partial \omega}{\partial X}$ имеет блочную структуру:

$$\frac{\partial \omega}{\partial X} = \begin{vmatrix} \frac{\partial \omega_P}{\partial U} & \frac{\partial \omega_P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial \omega_Q}{\partial U} & \frac{\partial \omega_Q}{\partial \delta} \end{vmatrix}, \quad (32)$$

где $\frac{\partial \omega_P}{\partial U}, \frac{\partial \omega_P}{\partial \delta}, \frac{\partial \omega_Q}{\partial U}, \frac{\partial \omega_Q}{\partial \delta}$ — матрицы-блоки частных производных небалансов активной и реактивной мощностей по модулям и фазам напряжений узлов.

Следующее, т.е. $(i+1)$ -е приближение зависимых переменных определяется по выражению

$$X^{(i+1)} = X^{(i)} + \Delta X^{(i+1)}. \quad (33)$$

Контроль сходимости осуществляется по вектору небалансов, т.е. условие $\omega_k(X^{(i)}) \leq \varepsilon$ должно выполняться для всех небалансов.

Таким образом, в результате решения системы нелинейных уравнений установившегося режима (27), (28) получаем информацию о значениях модулей и фаз напряжений в каждом узле системы в данный момент времени.

На основании полученной информации суммарные потери активной и реактивной мощности в сети P_Σ, Q_Σ можно найти следующим образом:

$$P_\Sigma = U_a^{TP} G_\Sigma U_a + U_r^{TP} G_\Sigma U_r, \quad (34)$$

$$Q_\Sigma = U_a^{TP} B_\Sigma U_a + U_r^{TP} B_\Sigma U_r, \quad (35)$$

где U_a, U_r — действительная и мнимая составляющие напряжения; G — матрица активных проводимостей; B — матрица реактивных проводимостей:

$$U_a = U \cos \delta, \quad U_r = U \sin \delta, \quad (36)$$

где U — модуль напряжения, δ — фаза напряжения.

Суммарные потери активной и реактивной мощности зависят от зависимых, независимых и случайных параметров режима.

$$P_\Sigma = M_\omega \{ P_\Sigma(Y, X(\tilde{Y}, C(\omega))) \}, \quad (37)$$

$$Q_\Sigma = M_\omega \{ Q_\Sigma(Y, X(\tilde{Y}, C(\omega))) \}, \quad (38)$$

где Y — вектор независимых параметров режима; X — вектор зависимых параметров режима; $C(\omega)$ — вектор вероятностно определенной исходной информации (активной мощности нагрузок в узлах сети); $\tilde{Y}$ — вектор независимых параметров режима, необходимых для подсчета зависимых параметров режима X .

Вектор зависимых параметров режима X (модули и углы напряжений в узлах системы) определяется как неявная функция из нелинейного векторного уравнения установившихся режимов электроэнергетической системы (27), (28).

5. Стохастическая модель окружающей среды

Как было показано ранее, для повышения эффективности управления энергосистемами необходимо учитывать случайный характер нагрузки, т.е. необходимо получить адаптивную стохастическую модель процесса потребления электроэнергии.

Известно, что на процессы потребления электроэнергии влияет огромное количество факторов трех типов: хронологические (время года, дни недели, сменность работы, режимы работы промышленных предприятий и т.п.), организационные (мероприятия, проводимые в сетевых системах, массовые мероприятия, проводимые с населением) и метеорологические (температура окружающей среды, скорость ветра, влажность наружного воздуха и т.п.). Комплексное влияние всех этих групп факторов на процессы потребления электроэнергии приводит к сложной корреляционной структуре этих процессов, наличию в них детерминированных (полиномиальных или полигармонических) и стохастических трендов, что существенно затрудняет построение моделей этих процессов и решение задач программирования.

Непрерывное изменение среды, а также непрерывное развитие самих энергосистем приводит к изменению не только параметров, но и характера

связей процессов потребления целевого продукта с внешними факторами. Поэтому необходимо непрерывно адаптировать модели к изменяющейся среде. В связи с этим в работе [5] предложен адаптивный алгоритм, который обеспечивает рекуррентное построение модели процессов потребления электроэнергии, адекватно описывающей исследуемый процесс вплоть до каждого момента времени t вычисления прогноза. При этом осуществляется непрерывная адаптация параметров модели и обеспечивается вычисление прогнозов с минимальной среднеквадратической ошибкой. Прогнозы будущих значений процессов потребления электроэнергии получают в виде условных математических ожиданий и вычисляют границы доверительной области, в которой они будут находиться с заданной вероятностью. Вычисление прогнозов обеспечивается с минимальной среднеквадратической ошибкой.

Разработанный адаптивный алгоритм позволяет определить прогнозы часовых, недельных и месячных расходов процессов потребления электроэнергии отдельными потребителями, группами потребителей и всей энергосистемы в целом.

6. Задача оптимизации режима энергосистемы

Оптимальное управление режимами в электрической системе заключается в том, чтобы в рассматриваемый момент времени обеспечить надежное электроснабжение потребителя электрической энергией требуемого качества (т.е. при соблюдении требуемых ограничений) при минимально возможных эксплуатационных затратах в системе. Во время эксплуатации системы для обеспечения максимальной экономичности ее режима в распоряжении диспетчеров энергосистем имеются следующие возможности [1]:

1) оптимальное распределение реактивной мощности между генерирующими источниками, включенными в работу;

2) оптимальное регулирование напряжения.

При оптимизации режима определяются оптимальные значения всех его параметров — реактивных мощностей генерирующих источников, коэффициентов трансформации трансформаторов и т.д. Планируемый режим должен быть допустимым (т.е. должны удовлетворяться условия надежности электроснабжения и качества электроэнергии) и, кроме того, наиболее экономичным среди допустимых режимов. Условия надежности электроснабжения и качества электроэнергии при расчетах допустимых режимов учитываются в виде ограничений равенств и неравенств на контролируемые параметры режима. Наиболее экономичный — это такой из допустимых режимов, при котором обеспечивается минимум потерь активной и реактивной мощности при заданной в каждый момент времени нагрузке потребителей.

Рассмотрим постановку задачи оптимизации режима работы энергосистемы, т.е. определения оптимальных значений всех параметров режима: коэффициентов трансформации, генерируемых реактивных мощностей, мощности СК и количества включенных блоков статических конденсаторов при учете всех режимных ограничений (по величине модулей узловых напряжений, по потокам мощности в линиях, значениям Q генераторов и т.д.).

Целевая функция задачи оптимизации режима энергосистемы имеет вид

$$P_{\Sigma} + Q_{\Sigma} \rightarrow \min, \quad (39)$$

где P_{Σ}, Q_{Σ} — суммарные потери активной и реактивной мощности в сети вычисляются по формулам (33), (34).

На переменные накладываются следующие ограничения:

А) Ограничения на регулируемые параметры режима.

1. На коэффициенты трансформации трансформаторов:

$$K'_{trj} \leq K_{trj} \leq K''_{trj}, \quad (40)$$

здесь j — число регулировочных трансформаторов, K'_{trj}, K''_{trj} — нижний и верхний пределы изменения коэффициентов трансформации.

K'_{trj}, K''_{trj} определяются в зависимости от типа трансформатора в соответствии с ГОСТ 11920-85Е. Учитывается ступенчатый характер изменения коэффициентов трансформации.

2. На количество генерируемой в генераторных узлах реактивной мощности:

$$Q'_S \leq Q_S \leq Q''_S, \quad (41)$$

где S — число генераторных узлов; Q'_S, Q''_S — нижний и верхний пределы изменения количества генерируемой генератором реактивной мощности.

Q'_S, Q''_S определяются в соответствии с паспортными данными генератора. Изменение Q_S в результате управляемых воздействий диспетчерского персонала, передаваемых на электростанции, происходит при изменении уставок устройств группового регулирования возбуждения.

3. На мощность СК:

$$S'_K \leq S_K \leq S''_K, \quad (42)$$

здесь K — число СК, S'_K, S''_K — нижний и верхний пределы изменения мощности СК.

S'_K, S''_K определяются в зависимости от типа СК.

4. На число включенных в сеть блоков статических конденсаторов:

$$N'_t \leq N_t \leq N''_t, \quad (43)$$

где t — число статических конденсаторов, включенных в сеть; N_t — количество включенных блоков статического конденсатора; N'_t, N''_t — пределы изменения количества включенных блоков статического конденсатора.

N'_t, N''_t определяются в зависимости от типа БСК.

Б) Для соблюдения условий надежности электропитания и качества электроэнергии рассматриваются следующие режимные ограничения:

$$U'_k \leq U_k \leq U''_k, \quad (44)$$

где k — число узлов в энергосистеме; U'_k, U''_k — предельные значения модулей узловых напряжений:

$$I'_z \leq I_z \leq I''_z, \quad (45)$$

z — число элементов в энергосистеме; I'_z, I''_z — допустимые значения токов по элементам.

Минимизируемые суммарные потери активной и реактивной мощности определяются в соответствии с формулами (34), (35).

7. Оптимальное стохастическое управление потоками с распределением в электроэнергетических системах

На основании изложенного выше разработана постановка задачи оптимизация режима работы электроэнергетической системы, как задачи двухэтапного стохастического программирования. При данном подходе на первом этапе осуществляется планирование оптимального режима работы энергосистемы, а на втором — компенсация невязок, выявленных после наблюдения реализованных случайных параметров (мощности нагрузок).

На первом этапе осуществляется планирование оптимального режима работы энергосистемы. Вектор управления имеет вид

$$X = \{K_{TR}, Q_{ГЕН}, S_{КОМП}, N_{КОНД}\}, \quad (46)$$

где K_{TR} — вектор планируемых значений коэффициентов трансформации; $Q_{ГЕН}$ — вектор планируемого количества выработки генераторами реактивной мощности; $S_{КОМП}$ — вектор планируемых мощностей СК; $N_{КОНД}$ — вектор планируемого количества включенных блоков статических конденсаторов.

На втором этапе разрабатывается план компенсации невязок, выявленных после наблюдения реализованных случайных параметров. Вектор управления имеет вид

$$Y = \{\Delta K_{TR}\}, \quad (47)$$

где ΔK_{TR} — вектор изменения коэффициентов трансформации относительного плана.

Тогда задача оптимизации режима работы энергосистемы в стохастической постановке имеет вид:

$$\min_X M \left\{ P_{\Sigma}(\omega) + Q_{\Sigma}(\omega) + \min_Y [\Delta P_{\Sigma}(\omega) + \Delta Q_{\Sigma}(\omega)] \right\}, \quad (48)$$

здесь P_{Σ}, Q_{Σ} — суммарные потери активной и реактивной мощности в сети; $\Delta P_{\Sigma}, \Delta Q_{\Sigma}$ — приращение потерь активной и реактивной мощности.

Таким образом, рассмотрены различные пути решения данной задачи и предложено решать ее методом проекций стохастических субградиентов.

8. Заключение

Рассмотрена задача оптимизации режима работы энергосистемы по потерям активной и реактивной мощности с контролем реальности режима по допустимым нагрузкам и уровню напряжения с учетом случайного характера активной нагрузки. Предложен стохастический подход к оптимизации режимов энергосистем, учитывающий стохастический характер нагрузки и обеспечивающий минимум потерь активной и реактивной мощности в электроэнергетической системе. Показано, что задача оперативного управления режимами электроэнергетических систем может быть представлена в виде двухэтапной задачи стохастического программирования. Приведена формулировка данной задачи и намечены пути ее решения. Разработана соответствующая программ-

ная реализация, входящая в комплекс информационно-аналитической системы управления потоком распределением в электроэнергетических системах.

Результаты исследования планируется применять в системах диспетчерского управления энергосистемами Украины и России.

Литература: 1. Веников В.А., Идельчик В.И., Лисеев М.С. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах. М.: Энергоатомиздат, 1985. 2. *Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях*: Учебн. пособие для вузов / Астахов Ю.Н., Веников В.А., Ежков В.В. и др./Под ред. Веникова В.А. М.: Энергоатомиздат, 1983. 3. Михалков А.В. Электрические сети и системы в примерах и задачах. М.: Энергия, 1967. 159 с. 4. Варламова Е.В., Жак А.В., Обская О.В. Модели элементов энергосистем и сетей для расчета установившихся режимов. С.-Пб, 1996. 51 с. 5. Данильева А.А., Тимофеева Т.Б., Смирнов

А.В. Адаптивные алгоритмы прогнозирования процессов потребления целевого продукта в системах энергетике.

Поступила в редколлегию 19.09.1999

Рецензент: д-р техн. наук, проф. Евдокимов А.Г.

Тевяшев Андрей Дмитриевич, д-р техн. наук, профессор, зав. кафедрой ПМ ХТУРЭ. Научные интересы: системный анализ. Адрес: Украина, 310726, Харьков, просп. Ленина, 14, тел. 40-94-36.

Тимофеева Татьяна Борисовна, аспирантка кафедры ПМ ХТУРЭ. Научные интересы: системный анализ. Адрес: Украина, 310726, Харьков, просп. Ленина, 14, тел. 40-94-36.

Смирнов Александр Викторович, аспирант кафедры ПМ ХТУРЭ. Научные интересы: системный анализ. Адрес: Россия, 308001, Белгород, ул. III Интернационала, 40.

УДК 681.519

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНЫМИ СЕТЯМИ

ТЕВЯШЕВ А.Д.

Рассматриваются основные проблемы создания и внедрения нового класса информационно-аналитических систем управления, реализующих ресурсосберегающие и экологически безопасные технологии транспорта газа в многоуровневых газотранспортных сетях.

1. Введение

Создание и внедрение новых информационных, ресурсосберегающих и экологически безопасных технологий является в настоящее время центральной проблемой, стоящей перед разработчиками автоматизированных систем управления технологическими процессами в энергетике. Особенно актуальна она в газотранспортных сетях (ГТС) регионального и межрегионального уровня, обеспечивающих транспорт и распределение товарного газа. Практическая реализация новых технологий приводит к необходимости перехода от автоматизированных систем управления к информационно-аналитическим газотранспортным сетям (ИАСУ ГТС). Разработка и внедрение ИАСУ ГТС призваны обеспечить:

- все уровни оперативно-диспетчерского управления (объединенное диспетчерское управление (ОДУ), управление магистральных газопроводов (УМГ), линейно-производственное управление магистральных газопроводов (ЛПУ МГ)) полной, достоверной и непротиворечивой информацией, необходимой для оперативного и научно обоснованного принятия решения по ведению оптимальных технологических режимов транспорта и распределения товарного газа;

- сокращение затрат энергоресурсов (электроэнергии, топливного газа, конденсата и т.д.) путем оптимизации параметров технологических процессов, оперативного определения мест и объемов непроизводительных затрат и прямых потерь энергоресурсов и товарного газа в ГТС на основании

результатов прямых и косвенных измерений параметров газовых потоков;

- повышение экологической безопасности и сокращение количества аварий в ГТС путем внедрения эффективных методов диагностики и прогнозирования изменения технического состояния технологического оборудования;

- повышение дисциплины исполнения договорных обязательств между поставщиками и потребителями природного газа путем строгого учета объемов поставок и потребления топливного газа с учетом показателей качества (состава) газа, повышения надежности функционирования ГТС и создания комфортных и высокоэффективных условий работы на всех уровнях оперативно-диспетчерского управления ГТС.

Достижения поставленной цели обеспечивается использованием:

- методологии структурного системного анализа и проектирования крупномасштабных ИАСУ;

- единого информационного пространства в виде единой распределенной базы данных по структуре и параметрам ГТС и единой распределенной информационно-вычислительной сети;

- современных средств телеизмерений и телеуправления (SCADA систем);

- единой системы стохастических моделей технологических процессов транспорта и распределения товарного газа;

- универсальной методики оценки точности модельных расчетов по оперативным данным с учетом метрологических характеристик средств измерения и каналов связи;

- функционально полной системы задач оперативно-диспетчерского управления ГТС.

2.1. Структура системы

Информационно-аналитическая система управления ГТС включает в себя две взаимосвязанные подсистемы — геоинформационную и аналитическую.

2.1 *Геоинформационная подсистема* реализует новые информационные технологии. Пространственная распределенность ГТС и необходимость получения полной и достоверной информации о пространственном местоположении, структуре и параметрах каждого элемента ГТС требует использования многоуровневых электронных карт и функциональных схем. Каждая электронная карта включает топоосно-