

3.Чернецька Ю.В. Система моніторингу технічного стану розподільчих електричних мереж / Ю.В. Чернецька, А.І. Замулко // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2011. – №9. – С.28-37.

4.Замулко А.І. Питання підвищення ефективності функціонування електричних мереж електропередавальних організацій України / А.І. Замулко, Ю.В. Солоха, Я.В. Бовкун // Вісн. Черніг. держ. технолог. ун-ту. – 2010. – №42. – С.176-181.

5.Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі : СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2005. – 92 с.

Отримано 08.11.2011

УДК 621.311.019.3

Ю.Я.ЧУКРЕЕВ, д-р техн. наук, М.Ю.ЧУКРЕЕВ, канд. техн. наук
Учреждение Российской академии наук Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра УрО РАН, г.Сыктывкар

МОДЕЛИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕФИЦИТА МОЩНОСТИ В ЗАДАЧАХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Представлены особенности модельного обеспечения оценки показателей балансовой надежности ЭЭС для условий реструктуризации электроэнергетики России. Обоснована линейная постановка задачи распределения дефицита мощности.

Надано особливості модельного забезпечення оцінки показників балансової надійності ЕЕС для умов реструктуризації електроенергетики Росії. Обґрунтована лінійна постановка задачі розподілу дефіциту потужності.

Paper presents power system adequacy assessment model features in restructuring conditions of Russian power industry. Linear problem statement for power imbalance distribution issue has been justified.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, балансовая надежность, дефицит мощности, модель потокораспределения.

Опыт реформирования электроэнергетики в разных странах показывает, что введение механизмов конкуренции может негативно сказаться на надежности энергоснабжения потребителей. Это происходит по многим причинам [1], из которых основными являются две:

– снижение мотивации в развитии достаточных для поддержания надежности резервных мощностей и системообразующих связей в условиях долгосрочного планирования и снижение мотивации поддержания вращающегося резерва мощности в условиях эксплуатации;

– усложнение и утяжеление режимов работы электроэнергетических систем вследствие введения конкурентных договорных отношений между субъектами рынка, недостаточной проработанности принципов

управления режимами в силу неоднозначности технико-экономических показателей.

ЭЭС России, функционируя как единый технологический комплекс, должна отвечать требованиям надежности и безопасности как на уровне отдельных объектов и подсистем, так и на уровне всей энергосистемы. Ввиду несовершенства действующего законодательства о техническом регулировании в части установления обязательных технических требований к энергосистеме в целом, министром энергетики РФ принято решение, и дано соответствующее поручение о разработке технологических правил работы электроэнергетических систем (ТПР ЭЭС). Проект такого комплексного документа нормативного характера был разработан ОАО «СО ЕЭС» и одобрен 16.05.2011 г. на совместном заседании Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС».

Вопросам оценки балансовой надежности (БН) в разработанном проекте ТПР ЭЭС уделено достаточное внимание. В соответствии с ними эта оценка на предстоящий планируемый период должна осуществляться ОАО «СО ЕЭС» по каждой территориальной энергосистеме, ОЭС и ЕЭС в целом. Обоснованным является пункт ТПР, касающийся необходимости применения математических моделей для оценки БН ЭЭС. В условиях либерализации электроэнергетической отрасли необходима определенная корректировка существующих подходов, методик и моделей, направленных на оценку показателей балансовой надежности (ПБН) и средств ее обеспечения при планировании развития ЕЭС России.

Процесс определения ПБН независимо от принципов управления можно условно разделить на два взаимосвязанных этапа. Первый состоит в моделировании случайных состояний системы, вызванных аварийными выходами основного генерирующего и сетевого оборудования ЭЭС. Второй – в оценке сформированного состояния на предмет обеспечения потребителей мощностью при соблюдении ограничений режимного и договорного характера. Для условий реформирования электроэнергетики первый этап практически не претерпевает изменений, второй же, оказывающий значительное влияние на ПБН, претерпевает определенные изменения. В задачах оценки ПБН этот этап получил название задачи распределения дефицита мощности (РДМ).

Существует множество методов расчета потокораспределения в электрической сети. Они отличаются друг от друга в основном быстротой и точностью получения результатов. Поскольку процесс получения ПБН в многозонной ЭЭС, к коим относится и ЕЭС России, требует мно-

гократного проведения расчетов потокораспределения, то общая эффективность расчетов в значительной степени зависит от вычислительных возможностей применяемого алгоритма. Для условий управления развитием ЕЭС России – перспектива от четырех и более лет – имеется существенная неопределенность исходной информации по уровням электропотребления, развитию генерирующих источников отдельных энергетических систем (ОЭС) или зон свободного перетока (ЗСП) мощности и запасам уровней пропускных способностей связей (ПСС). Это позволяет использовать для расчетов режима идеализацию по постоянному току. При линейной постановке решение данной задачи состоит в минимизации дефицита мощности:

$$\sum_{j=1}^n c_j^H (\bar{P}_j^H - P_j^H) \rightarrow \min, \quad (1)$$

при ограничениях:

$$P_j^H - P_j^r \pm \sum_{l(i,j) \in V} P_{l(i,j)}^L = 0, \quad j = 1, 2, \dots, n, \quad (2)$$

$$0 \leq P_j^H \leq \bar{P}_j^r, \quad j = 1, 2, \dots, n, \quad (3)$$

$$0 \leq P_j^r \leq \bar{P}_j^r, \quad j = 1, 2, \dots, n, \quad (4)$$

$$\underline{P}_{l(i,j)}^L \leq P_{l(i,j)}^L \leq \bar{P}_{l(i,j)}^L, \quad l(i,j) = 1, 2, \dots, m, \quad (5)$$

где P_j^H , \bar{P}_j^H , P_j^r , \bar{P}_j^r – соответственно покрытая потребность и мощность спроса нагрузки, используемая и имеющаяся генерирующие мощности j -й ОЭС; $P_{l(i,j)}^L$, $\bar{P}_{l(i,j)}^L$, $\underline{P}_{l(i,j)}^L$ – переток мощности по связи и его предельные значения в прямом (из i -й ОЭС в j -ю) и обратном направлениях; c_j^H – коэффициенты, отражающие стоимостные показатели ограничения потребителей j -й ОЭС ($c_j^H = 1$); V – множество пар ОЭС, имеющих между собой системообразующую связь; $n(m)$ – число ОЭС (связей) объединения.

В качестве метода решения задачи принят двойственный симплекс-метод линейного программирования [2]. Его применение, во-первых, дает возможность резкого сокращения затрат машинного времени за счет использования при оценке текущего состояния системы оптимального решения для предыдущего состояния и, во-вторых, позволяет непосредственно при решении оценочных задач надежности выявлять, на

основе анализа двойственных оценок, наихудшие в смысле надежности ОЭС и системообразующие связи ЕЭС России. Последнее используется для решения задачи обеспечения требуемой надежности баланса мощности. Отрицательной стороной линейной постановки задачи является возникающая неоднозначность в распределении системного дефицита мощности по отдельным ОЭС. Следует подчеркнуть, что неоднозначность имеет место в распределении дефицитов мощности, но не в вероятностях их возникновения по зонам. Устранение неоднозначности требует второго этапа решения задачи минимизации системного дефицита мощности (1). Выполнение этого этапа для условий рыночных отношений в электроэнергетике претерпевает существенные изменения, и от ее постановки зависит решение задачи определения оперативного резерва мощности и требований к ПСС между ОЭС.

В условиях централизованного управления электроэнергетикой для устранения неоднозначности функционала (1) принимался коллективный принцип РДМ, когда дефицит мощности распределялся в те ОЭС, которые его вызывали [3]. Целевая функция устранения неоднозначности имеет вид:

$$\sum_{j \in S} c_j^H (\bar{P}_j^H - P_j^H) \rightarrow \min, \quad S = \{j : \tilde{P}_j^H < P_j^{H*}\}. \quad (6)$$

Условия (2) остаются без изменения, а среди ограничений на параметры режима (3)-(5) варьировались только ограничения для мощностей нагрузок ОЭС (3), а именно:

$$0 \leq P_j^H < P_j^{H*}, \quad j \in S, \quad (7)$$

$$P_j^{H*} \leq P_j^H < \bar{P}_j^H, \quad j \in R, \quad R = \{j : \tilde{P}_j^H \geq P_j^{H*}\}. \quad (8)$$

«Желаемые» значения переменных для различных по глубине дефицитов мощности разделенных частей объединения ЭЭС (d) определяются по принципу пропорционального ограничения потребителей:

$$P_j^{H*} = \bar{P}_j^H - D^c \frac{\bar{P}_j^H}{\sum_{i \in d} \bar{P}_i^H}, \quad d = \{j(i) : \tilde{P}_{j(i)}^H < \bar{P}_{j(i)}^H\}. \quad (9)$$

В выражениях (6)-(9) P_j^{H*} – «желаемый» уровень ограничения нагрузки; D^c – суммарный дефицит мощности для d -й группы дефицитных ОЭС, полученный при решении первого этапа; $\tilde{P}_{j(i)}^H$ – уровни обеспечения нагрузки, полученные в результате решения первого этапа.

В рыночных условиях дефицит мощности может возникнуть как на уровне ОЭС, так и на уровне входящих в нее ЗСПМ. Недопоставка мощности (электроэнергии) потребителю обычно значительно дороже ее покупки на рынке системных услуг. Поэтому в условиях рыночных отношений, так же как и при централизованном управлении развитием ЭЭС, на каждом случайном состоянии дефицит мощности в системе возможен только в случаях либо недостаточности генерирующей мощности, либо недостаточности ПСС, либо того и другого в совокупности. В то же время в соответствии с правилами оптового рынка каждый поставщик генерирующей мощности (ТГК, ОГК) будет стараться в первую очередь обеспечить мощностью «своих» потребителей или потребителей других зон, с которыми у него заключены двухсторонние договора на поставку энергии. Во вторую очередь обеспечиваются потребители других ОЭС, с которыми нет двухсторонних договоров, причем по более высоким тарифным планам. В условиях одной ОЭС сетевые ограничения не рассматриваются, считается, что ПСС не обуславливают дефицита мощности. Если ОЭС разные, то договор на поставку мощности из одной зоны в другую, должен быть обеспечен соответствующей ПСС между данными зонами. Такой принцип РДМ назван нами локальным «жадным». Целевая функция устранения неоднозначности РДМ для этого принципа имеет вид:

$$\sum_{j \in S} c_j^H (\bar{P}_j^H - P_j^H) + \sum_{j \in V} c_j^r (\bar{P}_j^r - P_j^r) + \sum_{l=1}^m c_l^L |P_l^L| \rightarrow \min, \quad (10)$$

$$S \in \{j: \tilde{P}_j^H < P_j^{H*}\}, \quad V \in \{j: \bar{P}_j^r > \bar{P}_j^H\}, \quad c_j^H \gg c_l^L \gg c_j^r.$$

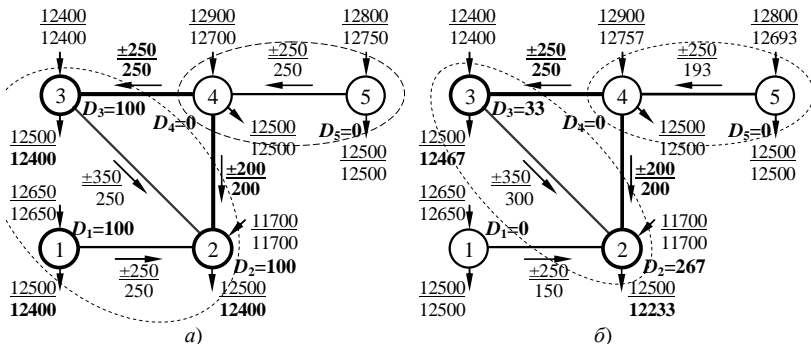
Введение последнего слагаемого в функционал (10) необходимо для минимизации перетоков, а, следовательно, и потерь мощности по системообразующим связям. В силу того, что переток мощности в ограничениях (5) может быть и отрицательным, реализация данной задачи при использовании двойственного симплекс-метода линейного программирования встречает определенные трудности. Учет данного обстоятельства для несколько иной постановки задачи подробно описан в работе [3]. Ограничения (2), (5), (7), (8) остаются неизменными. Изменение ограничений для генерирующей мощности (4) выполняется по аналогии с приведенным ранее изменением границ вариации нагрузок (7), (8) для ОЭС:

$$\begin{aligned} 0 \leq P_j^r \leq P_j^{r*}, \quad j \in F, \quad F = \{j: \tilde{P}_j^r < P_j^{r*}\}, \\ P_j^{r*} < P_j^r \leq \bar{P}_j^r, \quad j \in U, \quad U = \{j: \tilde{P}_j^r \geq P_j^{r*}\}, \end{aligned}$$

где $P_j^{\Gamma*} = k\bar{P}_j^{\Gamma} -$ «желаемый» уровень генерирующей мощности в избыточных ОЭС ЕЭС России; $k = \frac{\sum_{i \in V} (\tilde{P}_i^{\Gamma} - \tilde{P}_i^{\text{H}})}{\sum_{j \in V} (\bar{P}_j^{\Gamma} - \bar{P}_j^{\text{H}})}$; \tilde{P}_j^{Γ} , \tilde{P}_j^{H} –

значения генерирующей мощности и нагрузки в результате решения первого этапа задачи оценки состояния системы (1)-(5).

Для понимания принципов РДМ, их физической сущности и влияния на ПБН на рисунке [4] представлены значения величин генерирующей мощности и нагрузки для узлов (ОЭС) ЭЭС и ПСС в прямом (+) и обратном (-) направлениях (числитель) и решение по обеспечению нагрузки (знаменатель) в зависимости от принятого принципа РДМ. Системный дефицит мощности в ЭЭС составляет 300 МВт. Большими пунктирными овалами выделены узлы, в которых можно распределить этот дефицит при коллективном (рисунок, а) и локальном (рисунок, б) принципах РДМ.



Принципы РДМ:

а – коллективный; б – локальный.

Результаты показывают, что системный дефицит мощности определяют при коллективном принципе узлы 1, 2 и 3, при локальном – только узлы 2 и 3. В обоих случаях бездефицитными являются узлы 4 и 5. Их избытки мощности равны 700 МВт и не могут в полном объеме быть использованы в дефицитных узлах, так как связи, соединяющие эти узлы с дефицитной частью системы (2-4 и 3-4), перегружены, т.е. потоки мощности по ним выходят на границы своих ПСС (200 и 250 МВт соответственно).

В условиях централизованного управления было не важно, какие конкретно избыточные узлы (ОЭС) будут помогать дефицитным. На

рисунок *a*, показано одно из возможного множества решений в избыточной части ЭЭС, выделенных также пунктирным овалом (узлы 4 и 5). В рыночных условиях становятся актуальными вопросы распределения выдачи избытков мощности, так как тарифный план аварийной взаимопомощи генерирующим компаниям на рынке системных услуг гораздо выгоднее такового для условий нормального функционирования ЭЭС. На рисунке, *б* показано решение, когда генерирующие мощности распределяются пропорционально имеющимся избыткам.

Неоднозначность распределения дефицита мощности и, отсюда, неоднозначность вероятностных ПБН показывают на невозможность применения последних для целей нормирования в объединении, состоящем из нескольких узлов (ОЭС). Однако, при принятии коллективного принципа РДМ, дефицитными для любого случайного состояния системы являются только те узлы, которые влияют на системный дефицит мощности. Так, для схемы (рисунок, *a*) сколь угодно малое приращение генерирующей мощности в узлах 1, 2 или 3, или ПСС 2-4 и 3-4 в равной степени сказывается на снижении системного дефицита мощности. Это говорит о том, что именно эти узлы и связи для рассматриваемого случайного состояния определяют дефицит мощности в объединении ЭЭС и могут, соответствующим влиянием на их параметры (резервы мощности узлов, ПСС), потенциально его изменить. Этого нельзя сказать об узлах 4 и 5 и остальных связях (1 - 2, 2 - 3 и 4 - 5), так как сколь угодно малые приращения их параметров никоим образом не влияют на изменения величины дефицита мощности.

Таким образом, применение коллективного принципа РДМ позволяет для каждого, сформированного методами статистического моделирования или комбинаторики, случайного состояния однозначно определить узлы и связи, потенциально влияющие на изменение системного дефицита мощности. Случайные состояния обладают определенными вероятностями существования. Накапливая вероятности случайных состояний для узлов (ОЭС) и связей ЭЭС, когда они определяют системный дефицит мощности, можно однозначно определить интегральные (суммарные) вероятности потенциального дефицита мощности в них [3]. По физической сущности они адекватны интегральным вероятностям дефицита мощности концентрированной ЭЭС [5]. Это очень важное заключение, позволяющее находить взвешенные решения по технико-экономическому обоснованию средств обеспечения балансовой надежности – резервов мощности территориальных зон и запасов ПСС сложных ЭЭС, в том числе и ЕЭС России.

При коллективном принципе РДМ выделение в объединении ЭЭС узлов и связей, влияющих на системный дефицит мощности, легко дос-

тигається аналізом двойственных оценок линейного программирования [2]. Для рассмотренного примера (рисунок, а) дефицит мощности распределяется в узлы 1, 2, 3 и их двойственные оценки, также как и связей 2-4, 3-4 равны единице. При использовании локального принципа РДМ определение узлов, в которые распределился дефицит мощности, осуществляется анализом полученного решения, в примере дефицитными являются только узлы 2 и 3, перегруженными, связи 2-4 и 3-4 (рисунок, б).

Таким образом, предложены принципы РДМ и алгоритмы их реализации при управлении развитием ЕЭС России. Показано, что принцип распределения дефицита мощности (коллективный или локальный) в значительной степени влияет на обоснование величины оперативного резерва мощности и требований к пропускной способности связей в ЕЭС.

1. Дьяков А.Ф. Проблемы надежности и безопасности энергоснабжения в условиях либерализации и дерегулирования в электроэнергетике // Энергетик. – 2005. – №8. – С.2-9.

2. Юдин Д.Б., Гольштейн Е.Г. Линейное программирование. – М.: Мир, 1966. – 276 с.

3. Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995. – 176 с.

4. Дубровина И.В., Лялик Г.Н., Шлимович В.Д. Экспресс-метод оптимизации аварийного резерва мощности в сложных энергообъединениях // Электричество. – 1984. – № 7. – С.1-6.

5. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. – М.: Энергия, 1969. – 351 с.

Получено 07.11.2011

УДК 621.311.001.57

В.А.СТЕННИКОВ, д-р техн. наук, Е.А.БАРАХТЕНКО, канд. техн. наук,
Д.В.СОКОЛОВ

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г.Иркутск
(Российская Федерация)*

МЕТОД МНОГОКОНТУРНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ЕГО ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ НА ОСНОВЕ СОВРЕМЕННЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Излагается описание программного комплекса нового поколения для схемно-параметрической оптимизации многоконтурных теплоснабжающих систем (ТСС).

Викладається опис програмного комплексу нового покоління для схемно-параметричної оптимізації багатоконтурних теплопостачальних систем (ТПС).

The software of new generation for solving parameter optimization problems of heat supply systems is presented.

Ключевые слова: трубопроводные сети, теплоснабжающая система, методы оптимизации, динамическое программирование, многоконтурная оптимизация.