

В качестве критериев могут выступать также экологические ограничения и интересы смежных пользователей, хотя основным критерием оптимизации будет оставаться режимно-экономический.

Одним из способов оптимизации по различным критериям может служить компромиссное управление. Компромиссное управление является естественным механизмом взаимодействия хозяйственно независимых ЭЭС.

В процессе поиска оптимального решения в задаче управления энергосистемами могут возникнуть ситуации, в которых цели управления ЭЭС не имеют общих оптимумов. Однако, в некоторых случаях существуют решения, которые близки к оптимальному. Но для их поиска нужны уступки и договоренности между ЭЭС. Определение этих решений и составляет задачу поиска компромисса.

Основным условием компромисса является максимальное использование уступки партнера и баланс ущербов при отходе от своего критерия. При поиске компромиссных решений также следует учитывать особенности диспетчерского управления в условиях рыночной экономики.

Рассмотрим две ЭЭС, работающие параллельно и имеющие два несопадающих критерия управления.

Если каждая ЭЭС будет исходить только из своего критерия, то это может привести к наибольшим ущербам именно в этой ЭЭС. Между тем существуют такие компромиссные условия, где имеет смысл работать каждой ЭЭС.

Если критерии совпадают, например, прибыль, и происходит покупка-продажа энергии между ЭЭС, то в этом случае наибольшая выгода для покупающей ЭЭС будет тогда, когда ее относительный прирост будет равен цене перетока.

Для продающей ЭЭС выгодно продавать электроэнергию по цене, соответствующей ее относительному приросту. Максимальная выгода будет достигаться при их равенстве.

Если рассматривать цену перетока неизменной, то приходим к тривиальному условию оптимальности совместной работы - равенству относительных приростов. Однако это условие получено не для всего объединения, а с учетом интересов каждой ЭЭС в отдельности. Следовательно, при правильно выбранных ценах, задаваемых для каждого часа графика нагрузок, режим, оптимальный для всего объединения, будет оптимальным для каждой ЭЭС в отдельности. В общем случае эти цены должны быть выбраны на основе двойственных оценок задачи математического программирования, решаемой при оптимизации режима.

Таким образом, принятие решения по данной задаче будет заключаться в определении суточного графика оптимальных цен за взаимные услуги.

Определение оптимальных цен на обмениваемую электроэнергию может согласовывать интересы отдельных ЭЭС в условиях хозяйственной самостоятельности.

УЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

А.М. Бакановский

***Научный руководитель – О.И. Александров
Белорусский национальный технический
университет***

Одна из важных и сложных задач оперативного управления электроэнергетическим комплексом республики – надежное и экономичное электроснабжение потребителей электрической энергии при минимальных эксплуатационных затратах. Реализация задачи в огромной степени зависит от использования современных подходов в задачах оперативной (эксплуатационной) оценки надежности и оптимизации при использовании современных информационных технологий. Поскольку при управлении энергосистемой требования надежности и оптимальности обычно противоречат друг другу, их нельзя рассматривать в отдельности. Поэтому необходимо соединение этих требований в единой математической формулировке задачи.

В настоящее время существуют два основных вычислительных подхода к рассматриваемым задачам – анализ аварийных ситуаций и задача комплексной оптимизации режима. С точки зре-

ния практической реализации задача оптимизации режимов с учетом надежности основного оборудования может включать следующие основные этапы:

1. Формирование расчетной схемы и соответствующих массивов данных.

2. Автоматическое выборочное моделирование отказов основного оборудования (линий, генераторов, выключателей, распределителей и др.) с заданными интенсивностью отказов и длительностью восстановления. Для точного моделирования аварийных ситуаций привлекаются те же модели, что и для обычного потокораспределения, основанного на итеративном решении системы нелинейных уравнений. В зависимости от задачи оперативной оценки надежности, исследуемого объекта, видов отказов, принятой модели установившегося режима могут использоваться следующие способы моделирования отказов: коррекция матрицы узловых проводимостей исходной схемы; компенсация параметров режима; моделирование на основе леммы об обратной матрице; топологический метод.

3. Анализ последствий отказов. Моделирование отказов позволяет определить перечень ранжированных по степени тяжести аварийных ситуаций. Для интегральной оценки тяжести режима применяется формула.

$$PI = \sum_{j \in I} w_{xy} \left(\frac{x_j}{\bar{x}_j} \right)^m, \quad (1)$$

где I - множество моделируемых отказов; x_j - расчетное значение параметра режима; \bar{x}_j - заданное предельное значение параметра режима; w_{xy} - весовой коэффициент; m -

качественный показатель степени определения граничных состояний контролируемых параметров. Здесь суммирование проводится по всем узлам и ветвям схемы в зависимости от того, по какому параметру оценивается тяжесть режима (или отказа приведшего к нему): току, потоку мощности, напряжению и т.д.

4. Оптимальное распределение активных и реактивных мощностей энергосистемы. По результатам выполнения предыдущих этапов получаем список ранжированных по тяжести отказов элементов энергосистемы, список нарушенных ограничений для каждого отказа, интегральные на множестве отказов показатели надежности режима (математическое ожидание недоотпуска энергии либо ущерба). Эта информация используется для решения задачи оптимизации режима. Целевая функция и ограничения, выбранные для рабочей доаварийной схемы, дополняются ограничениями в форме равенств и неравенств для послеаварийных состояний схемы, названными выше ограничениями по надежности. Расчет оптимального режима сводится к следующей задаче нелинейного программирования:

$$\text{определить} \quad \min H(X, Y) \quad (2)$$

$$\text{при} \quad W_i(X, Y, S_{\text{нагр}}, Y_n(Z)) = 0; \quad (3)$$

$$\underline{X}_i \leq X_i \leq \bar{X}_i; \quad (4)$$

$$\underline{Y}_i \leq Y_i \leq \bar{Y}_i; \quad (5)$$

$$h_i(X) \leq \bar{h}_i(X), \quad (6)$$

где $H(X, Y)$ - целевая функция стоимости; X - вектор зависимых параметров режима; Y - вектор независимых параметров режима; \bar{X}^{\max} , $\bar{X}^{\text{нр.}}$, \bar{Y}^{\max} , \bar{Y}^{\min} - верхние и нижние допустимые пределы векторов X и Y ; $\bar{h}_i(X)^{\max}$ - ограничения по надежности; $S_{\text{нагр}}$ - вектор мощностей нагрузок в узлах; $Y_n(Z)$ - неполная матрица собственных и взаимных проводимостей узлов, определяемая вектором параметров схемы замещения ветвей сети Z .

Каждый из перечисленных этапов представляет собой отдельное научное направление, глубина проработки которых, в конечном счете, сказывается на достоверности и точности результатов совместного рассмотрения противоречивых задач повышения надежности и экономичности функционирования электроэнергетических систем.

Практическая реализация задачи выполнена на базе разработанного программно-вычислительного комплекса по расчетам и комплексной оптимизации режимов.