

Математическая модель для управления режимами межсистемных связей в энергообъединении

Радоман Н.В., Александров О.И., Жданович А.Ю.

Кафедра автоматизации производственных процессов и электротехники
Белорусский государственный технологический университет

Минск, Республика Беларусь

e-mail: feli-n@mail.ru, sanoleg@mail.ru, nivie@open.by

Аннотация—В докладе рассмотрены вопросы построения математической модели для управления электрическими режимами межсистемных связей в совместном энергетическом объединении РФ и РБ. Сформулирована многокритериальная целевая функция в детерминированной постановке и дано описание составляющих ее компонентов. В докладе приведены основные расчетные формулы для формирования компонентов математической модели и эффективного их применения для решения технической задачи взаимодействия Белорусской энергосистемы с энергообъединением Российской Федерации..

Ключевые слова: межсистемные связи, эквивалентирование, конфигурация, энергетическая система, управление режимом линий, энергообъединение, межсистемный транзит.

I. ВВЕДЕНИЕ

Поскольку современные питающие высоковольтные сети образуют многоконтурную и сложно-замкнутую структуру, выбор рациональных режимов эксплуатации энергосистем с учетом межсистемного транзита (МТ), представляет собой довольно трудную задачу, которая имеет ряд принципиальных особенностей, вызывающих определенные сложности.

Целевая функция задачи – многокритериальная, которая включает в себя ряд подзадач, таких как: минимум отклонения величин перетоков от договорных значений; минимум потерь мощности и энергии в энергообъединении (ЭО); минимум расхода топлива в энергосистемах; минимум затрат энергоёмких потребителей. Кроме того, при параллельной работе каждая энергосистема может иметь свой локальный критерий: максимум режимной надежности; минимум стоимости производства электрической и тепловой энергии; максимум диапазона регулирования активной мощности; максимум вращающегося резерва активной мощности; максимум резерва реактивной мощности; минимум отключаемой нагрузки потребителей. В качестве критериев могут выступать и экологические ограничения, и интересы смежных пользователей.

При дефиците мощности в энергообъединении, а в ряде случаев и нехватки топлива, выполняется оптимизация баланса мощностей и выработки электроэнергии в условиях взаимодействия со смежными энергосистемами и с ФОРЭМ (Федеральный оптовый рынок энергии и мощности)

(с расчетом величины покупной электроэнергии для разных часовых интервалов).

В этом случае минимальный уровень заявляемой мощности определяется разностью между системным максимумом потребления и обеспеченной резервом мощностью собственных электростанций системы.

Экономически целесообразные величины покупаемой мощности и энергии определяются на основе технико-экономических и режимных расчетов с учетом технических, режимных, директивных и ценовых ограничений. Для расчетного уровня покупной мощности определяется оптимальная загрузка электростанций энергосистемы для различных часовых интервалов. Получаемое в этом случае рациональное значение покупной мощности для разных нагрузок энергосистемы даст возможность определить оптимальное количество покупной электроэнергии на планируемый расчетный период.

Затем выполняются расчеты для нескольких уровней заявленной мощности, на основе которых выбирается приемлемая покупная мощность.

Основные показатели, необходимые для принятия оптимальных решений, были разработаны на основе системного анализа с охватом всех определяющих факторов, т.е. был создан документ для оперативного использования диспетчерским персоналом смежных энергосистем [1, 2]. Важным элементом такого управления является оптимизация баланса мощностей для межсистемных перетоков в ЭО, т.е. оптимизация текущего режима за отрезок времени, например, в течение часа (получаса), когда параметры сети можно считать условно постоянными. В этом случае задача управления ЭО в течение определенного интервала (например, суток) распадается на ряд последовательных задач, результаты решения которых в агрегированном виде дают искомый суточный график для ведения режима ЭО.

II. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Исходными данными для анализа режимов совместного ЭО являются расчетные балансы мощности по энергосистемам, принимаемые на основе прогнозов электропотребления и электрических нагрузок на рассматриваемый перспективный период. Эти балансы разрабатываются для основного планируемого режима, а также для заданных режимов, которые могут иметь место при

неблагоприятных сочетаниях, в частности, ремонтов основного энергетического оборудования.

Для основного планируемого режима принимаются балансовые потоки (потоки мощности в часы совмещенного максимума нагрузки), состоящие из плановых потоков мощности и потоков мощности, обусловленных отклонениями балансов мощности отдельных частей объединения от планируемых (величина отклонений принимается равной мощности наиболее крупного агрегата в каждой части объединения). Для основного планируемого режима (помимо балансового потока мощности) учитываются режимные потоки мощности, которые являются расчетными для выбора пропускной способности сети.

С учетом изложенного, исходя из интересов дефицитной энергосистемы, целевая функция в детерминированной постановке получит вид:

$$Z = \left\{ \sum_{t=1}^{24} (\alpha_1 Y_1 + \alpha_2 Y_2 + \alpha_3 Y_3 + \alpha_4 \frac{1}{Y_4} + \alpha_5 \frac{1}{Y_5} + \alpha_6 Y_6 + \alpha_7 Y_7) \right\} \rightarrow \min$$

где a_1, a_2, \dots, a_7 – весовые корректирующие коэффициенты, определяемые на основании экспертных оценок.

Здесь $Y_1(p)$ – суммарное отклонение величин перетоков мощности от запланированных значений по контролируемым линиям связи.

$Y_2(p)$ – суммарный расход топлива на электростанциях ОЭС.

Задача суточной оптимизации ЭО сводится к определению таких значений электрических мощностей Тепловых электрических станций (ТЭС) в каждый час суток при заданном электропотреблении, при котором обеспечивается минимум целевой функции (1) при соблюдении основных ограничивающих условий по балансу мощностей ЭЭС, входящих в состав ОЭС, по регулировочному диапазону каждой ТЭС и режимным ограничениям.

Задача решается с учетом многих существенных факторов: реальных энергетических характеристик оборудования, возможных стратегий маневрирования составом включенных в работу агрегатов, потерь активной мощности в основной сети, ограничений по скорости набора и снятия нагрузки на агрегаты, ограничений по допустимым расходам топлива на отдельных электростанциях [3].

$Y_3(\pi)$ – суммарные потери мощности в контролируемых МЛЭП.

При составлении эквивалентной схемы замещения совместного энергообъединения основные перетоки мощности от шин передающих подстанций (П/СТ) избыточной энергосистемы интерпретированы в виде генерирующих узлов, а шины принимающих П/СТ дефицитной энергосистемы определены потребительские узлы. В этом случае потери активной мощности в общем виде могут быть представлены матричным выражением:

$$\pi(P) = [P, Q, p, q, U_0] \cdot B(P, Q, p, q, U_0) \cdot [P, Q, p, q, U_0]^*$$

где P, p – векторы-строки активных мощностей в генерирующих и потребляющих узлах эквивалентной схемы замещения ОЭС; Q, q – векторы-строки реактивных мощностей в генерирующих и потребляющих узлах соответственно; $B(P, Q, p, q, U_0)$ – матрица коэффициентов потерь [4], причем векторы не содержат компонентов, соответствующих балансирующему узлу, а мощности в узлах потребления считаются отрицательными.

Тогда задачу минимизации суммарных потерь в объединенной эквивалентной сети можно представить следующим выражением:

$$\pi(p) \rightarrow \min, \quad (2)$$

при условии двусторонних режимных ограничений на переменные.

$Y_4(R)$ – наименьший на протяжении суток фактический резерв активной мощности в ОЭС, величина которого в общем виде может быть сформулирована как:

$$Y_4(R) = \min [R_0(t) = P(t) - p(t)] \rightarrow \max, \quad (3)$$

где $R_0(t) = P(t) - p(t), t \in T$ – график резерва активной мощности в ОЭС; $P(t)$ – планируемый график изменения располагаемой мощности ОЭС в течение рассматриваемого интервала времени T ;

$p(t) = p_{\max}^{c.n.}(t) + p_{\max}^{обм}(t), t \in (T)$ – прогнозируемый график суточных максимумов нагрузки ОЭС с учетом потерь в сети на период T ; $p_{\max}^{c.n.}(t)$ – прогнозируемый график суточных максимумов собственного потребления с учетом потерь в сети; $p_{\max}^{обм}(t)$ – прогнозируемый график выдачи мощности в ОЭС в часы максимума нагрузки данной энергосистемы.

$Y_5(H)$ – показатель системной надежности.

$Y_6(ПЭ)$ – приведенные затраты на поддержание системы управления мощностью потребителей.

$Y_7(\Delta p)$ – суммарный ущерб промышленных потребителей при ограничении их мощности на величину Δp в результате различных нарушений электроснабжения.

[1] Концепция регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии. Утв. решением ЭЭС СНГ от 27.10.2007.

[2] Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков. Утв. решением ЭЭС СНГ от 12.10.2007.

[3] Александров О.И., Домников С.В., Бабкевич Г.Г. Оптимизация суточного режима энергосистем // Известия РАН. Энергетика и транспорт. – 1993. – № 1. – с. 81-97.

[4] Маркович И.М. Режимы энергетических систем. М.: Энергия, 1969.