
Доклады секции II
КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ
РЕСУРСОВ ВУЗОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ
СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ
СОВРЕМЕННОСТИ

УДК 620.93 (476)

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МЕЖСИСТЕМНЫХ
ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ
ВО ВЗАИМОДЕЙСТВУЮЩИХ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯХ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

О.И. Александров

*доцент кафедры АППиЭ Белорусского государственного
технологического университета, к.т.н.*

Д.С. Карпович

*заведующий кафедрой АППиЭ Белорусского государственного
технологического университета, к.т.н., доцент*

Одной из главных проблем в энергетике является определение рациональных режимов работы электроэнергетической системы (ЭЭС), т.е. наиболее целесообразных значений внутри- и межсистемных потоков мощности и энергии в энергообъединении, которая подразумевает комплекс оптимальных условий существования режима при соблюдении ряда ограничений. В реализации транзитного потенциала Республика Беларусь исходит из положений и принципов Европейской Энергетической Хартии, целью которой является создание общего недискриминационного рынка электроэнергии на евразийском континенте посредством организации параллельной работы крупных энергетических объединений – UCTE, CENTREL, NORDEL и объединения энергосистем стран СНГ и ОЭС Балтии[1]. Этому способствует участие Беларуси в разработке крупных международных проектов: «Восток – Запад в условиях функционирования Балтийского кольца», «Параллельная работа стран СНГ с ОЭС Европы».

Объединенная энергосистема (ОЭС) Республики Беларусь граничит с энергосистемами пяти сопредельных государств (Россия, Литва, Латвия, Украина, Польша), имея с ними межгосударственные перетоки электроэнергии (ЭЭ) по 38 линиям. Потому взаимодействие энер-

госистем с учетом высоковольтных межсистемных транзитов (МТ) определяет надежность электроснабжения дефицитных регионов и приобретает не только режимный, но и экономический смысл.

Поскольку современные питающие и межсистемные линии электропередачи (МЛЭП) представляют собой многоконтурную и сложнозамкнутую сетевую структуру, выбор рациональных режимов эксплуатации энергосистем с учетом МТ и оптимального резервирования представляет довольно трудную задачу, которая имеет ряд принципиальных особенностей, вызывающих определенные сложности.

Ведение оптимального режима в ЭЭС подразумевает решение комплекса задач, обеспечивающих минимальные издержки. В число этих задач входят такие, как выбор состава работающего оборудования, распределение нагрузок между станциями с минимизацией расхода топлива и с наименьшими потерями в электрических сетях, а также рациональная работа всего объединения с учетом межсистемных линий электропередачи. Формулировку данной проблемы можно описать с помощью многокритериальной целевой функции, которая включает в себя минимум отклонения значений перетоков от запланированных значений, минимум суммарного расхода топлива, минимум потерь мощности и энергии, как в энергосистеме, так и в межсистемных линиях электропередачи.

Основные показатели, необходимые для принятия оптимальных решений, были разработаны ранее на основе системного анализа с охватом всех определяющих факторов, т.е. были созданы документы для их оперативного использования диспетчерским персоналом смежных энергосистем [1,2]. В нашем случае речь идет о многолетнем оперативно-диспетчерском взаимодействии Системного Оператора Единой энергетической системы РФ (СО ЕЭС) и Объединенного диспетчерского управления Республики Беларусь – РУП ОДУ.

Важным элементом такого управления является оптимизация баланса мощностей для межсистемных перетоков в ЭО, т.е. оптимизация текущего режима за отрезок времени, в течение усредненного часового (получасового) интервала, когда параметры сети можно считать условно постоянными. При таком допущении каждый интервал рассматривается как независимый, а осуществление баланса между производством и потреблением ЭЭ необходимого качества считается гарантированным. 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. Если

при этом были выполнены ограничивающие условия по изменяющимся параметрам и, достигнут минимум затратных средств, то режим ЭО будет оптимальным.

Экономически целесообразные величины экспортируемой (импортируемой) мощности и энергии определяются на основе технико-экономических и режимных расчетов с учетом технических, режимных, директивных и ценовых ограничений на взаимовыгодных условиях. Исходными данными для анализа режимов совместной ОЭС 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, плановых ремонтов основного энергетического оборудования.

При расчете предельных межсистемных перетоков мощности учитываются:

- передача дополнительной резервной мощности от соседних частей объединения при аварийном выходе в данной зоне объединения наиболее крупного агрегата или аварийном снижении генерирующей мощности на 1,2 от расчетно-необходимого аварийного резерва при изолированной работе;

- обеспечение выдачи всего избытка мощности электростанций (для каждой части объединения).

Основные значения перетоков обменной мощности по МЛЭП определяются в рамках двусторонних нестрогих ограничений:

$$S_{\zeta}^{\min} \leq S_{\zeta} \leq S_{\zeta}^{\max}, \zeta \in \Lambda,$$

где Λ – множество контролируемых линий S_{ζ}^{\min} и S_{ζ}^{\max} – нижняя и верхняя границы допустимых значений перетоков по ζ -й МЛЭП соответственно; S_{ζ} – поток мощности в ζ -й линии. После проверки ЛЭП по пропускной способности выделяется множество линий $v \in V$ с нарушенными режимными ограничениями. Соответственно формируется корректирующий вектор $\Delta \dot{S}$:

$$\Delta \dot{S} = \text{colon}[\Delta \dot{S}_1, \Delta \dot{S}_2, \dots, \Delta \dot{S}_\gamma, \dots, \Delta \dot{S}_v],$$

компоненты которого равны:

$$\Delta \dot{S}_v = \begin{cases} S_v^{\max} - S_v, & \text{если } S_v^{\max} < S_v \\ 0, & \text{если } S_v^{\max} \geq S_v \end{cases},$$

где \dot{S}_v^{\max} – максимально допустимый поток мощности в v -й линии; \dot{S}_v – поток мощности в v -й линии в рассматриваемом режиме; V – множество линий с нарушенными режимными ограничениями. На первом этапе решения задачи коррекции режима ЭЭС можно ограничиться возможностью регулирования перетоков ЛЭП с помощью одних лишь средств генерации активной и реактивной мощности (электростанции системы и источники реактивной мощности). В этом случае можно записать:

$$\Delta \dot{S} = \underline{C} \Delta \dot{s},$$

где \underline{C} – матрица коэффициентов распределения токов; $\Delta \dot{s}$ – вектор-столбец задающих мощностей в узлах. Тогда матрицу \underline{C} можно рассматривать как матрицу чувствительности перетоков ЛЭП при вариации активных и реактивных мощностей в узлах. На этом этапе критерием оптимальности считаются минимальные изменения узловых мощностей (по сравнению с исходным режимом). Вектор $\Delta \dot{s}$, найденный из последнего соотношения, будет удовлетворять этому критерию.

На следующем этапе в коррекцию параметров включаются ветви, имеющие трансформаторы с РПН.

Все ограничения формируются с учетом двухсторонних соглашений между дефицитной и избыточной энергосистемами, а также с учетом заявок промышленных потребителей, формирующих совмещенный суточный график нагрузки дефицитной энергосистемы. В этом случае условие минимизации для прогнозируемого временного интервала t можно записать следующим образом:

$$Def (P_t) \rightarrow \min$$

в области пространства переменных и баланса мощности. Значения мощности в разных узлах определяются в течение расчетного временного интервала равного одному часу (получасу) совмещенного суточного графика нагрузки.

Для ОЭС РБ транзит бывает:

- коммерческий (результат торговли между странами электрического кольца БРЭЛЛ);
- физический (существует постоянно из-за исторически сложившейся в период существования СССР конфигурации электрических сетей).

Существуют 2 подхода к определению фактического перетока ЭЭ:

- 1) с помощью счетчика отдающей стороны. В данном случае потери ЭЭ в межсистемных ЛЭП относятся на сторону, принимающую ЭЭ;
- 2) с помощью формулы, которая приводит переток ЭЭ к государственной границе. Тогда потери ЭЭ делятся пропорционально протяженности ЛЭП, проходящей по их территории.

Количество переданной ЭЭ стороной, отдающей ЭЭ (Сторона 1), определяется по показанию счетчика передающей стороны и величине потерь на участке межсистемных ЛЭП, приходящейся на ее территорию:

$$W_{\text{Сторона 1}} - W_{\text{Сторона 2}} = W_{O1} - (W_{O1} - W_{П2}) \cdot K_{\text{пот1}},$$

где W_{O1} – показание счетчика передающей стороны, кВт·ч; $W_{П2}$ – показание счетчика принимающей стороны, кВт·ч; $K_{\text{пот1}}$ – коэффициент потерь в межсистемных ЛЭП для передающей стороны, который равен:

$$K_{\text{пот1}} = L_1/L,$$

где L – длина межсистемной ЛЭП; L_1 – длина участка межсистемной ЛЭП по территории передающей стороны.

Основным недостатком является отсутствие на сегодняшний день единого подхода к определению потерь электрической энергии в межгосударственных ЛЭП.

Литература

1. ЭСКО – Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические Системы», Электроэнергетика Беларуси, №5, май, 2012.
2. Концепция регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии. Утв. решением ЭЭС СНГ от 27.10.2007.
3. 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.