

ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ МЕЖСИСТЕМНЫХ ПЕРЕТОКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В УСЛОВИЯХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СМЕЖНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

О. И. Александров

Кандидат технических наук, доцент, Белорусский государственный технологический университет, Минск, Республика Беларусь

Аннотация. В статье рассматриваются основные принципы построения рациональной методики для оптимального распределения межсистемных потоков электроэнергии в условиях взаимодействия соседних энергосистем. В основе математической модели – многокритериальная функция многих переменных, учитывающая основные технические, режимные и экономические параметры потоков мощности.

Ключевые слова: энергообъединение, межсистемные перетоки мощности, многокритериальность, оптимизация распределения потоков.

OPTIMIZATION OF THE DISTRIBUTION OF INTERSYSTEM POWER FLOWS IN THE CONDITIONS OF INTERACTION ADJACENT POWER SYSTEMS

O. I. Alexandrov

Ph. D. in Engineering Science, Associate Professor, Belarusian State University of Technology, Minsk, Republic of Belarus

Annotation. The article discusses the basic principles of building a rational methodology for optimal distribution of intersystem flows of electricity in the conditions of interaction of neighboring power systems. The mathematical model is based on a multi-criteria function of many variables that takes into account the main technical, operational and economic parameters of power flows.

Keywords: energy interconnection, intersystem power flows, multi-criteria, optimization of flow distribution.

Введение. В настоящее время важной проблемой является определение рациональных режимов работы электроэнергетической системы (ЭЭС), т. е. определение наиболее целесообразных значений внутри- и межсистемных перетоков мощности и энергии в энергообъединении (ЭО), 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 (ЭЭ) на евразийском континенте посредством организации параллельной работы крупных энергетических объединений, таких как UCTE, CENTREL, NORDEL, и объединенных энергосистем (ОЭС) стран СНГ и Балтии. 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 Республики Беларусь граничит с энергосистемами пяти соседних государств (Россия, Литва, Латвия, Украина, Польша), имея с ними межгосударственные перетоки электроэнергии по 38 линиям. Взаимодействие энергосистем с учетом высоковольтных межсистемных транзитов (МТ) определяет надежность электроснабжения смежных регионов и приобретает не только режимный, но и экономический смысл. Поскольку современные питающие и межсистемные линии электропередачи (МЛЭП) – многоконтурная и сложно-замкнутая сетевая структура, выбор рациональных режимов эксплуатации энергосистем с учетом МТ представляет довольно трудную задачу и вызывает определенные сложности [1, 2].

Совместная работа энергосистем в составе энергообъединения, по сравнению с их раздельной работой, существенно повышает экономичность и надежность производства и распределения электроэнергии. Кроме того, появляется возможность снижения величины суммарного резерва мощности. Применяя традиционную методику по межрайонным расчетам за ЭЭ, невозможно выполнить достаточно достоверное планирование величины потерь энергии в основных сетях энергоуправлений, так как режим работы МТ в сложно-замкнутой схеме имеет реверсивный характер и зависит от режимов работы всех электростанций.

В условиях реверсивного МТ подчас трудно выполнить анализ влияния межсистемных перетоков ЭЭ на экономические показатели передающих и принимающих энергосистем. Сложно определить экономически обоснованные величины тарифов, которые обеспечивали бы избыточной по мощности энергосистеме возмещение затрат на производство обменной энергии и соответствующую прибыль, достаточную для внесения платы за производственные фонды и фонды материального поощрения. Естественно, что эти тарифы должны обеспечить экономическую заинтересованность в обмене энергией между параллельно включенными энергосистемами. Дефицитные по мощности энергосистемы, получающие энергию от систем-доноров с невысокой себестоимостью ее производства, используют уменьшенный тариф по оплате и, соответственно, имеют необоснованно завышенную прибыль от республиканских межсистемных и межобластных перетоков.

При параллельной работе регулирование частоты и активной мощности в Республике Беларусь осуществляется с помощью избыточной энергосистемы (ЕЭС РФ) автоматическими средствами с астатической и абсолютно жесткой характеристикой $P = \xi(f)$ в пределах $\pm 0,2$ Гц. В то же время с помощью собственных регулирующих средств системной автоматики в энергосистеме республики регулирование может осуществляться лишь в пределах $\pm 0,02$ Гц. Кроме того, дефицитная электроэнергетическая система более подвержена возмущениям из-за резкого изменения нагрузки режима и более чувствительна к нерегулярным колебаниям обменной мощности. Случайные колебания обменной мощности создают трудности в управлении потоками энергии и усложняют задачу обеспечения устойчивости параллельной работы дефицитных

ЭЭС, что весьма существенно сказывается на надежной работе межсистемных связей ограниченной пропускной способности.

Очевидно, что качественный и количественный учет перечисленных обстоятельств даст возможность принимать более обоснованные, следовательно, экономически целесообразные решения на всех уровнях энергетической иерархии.

Материалы и методы исследования. 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. В нашем случае речь идет о многолетнем оперативно-диспетчерском взаимодействии Системного оператора Единой энергетической системы РФ (СО ЕЭС) и Объединенного диспетчерского управления Республики Беларусь (ОДУ РБ). 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. 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 затрат средств, то режим ЭО будет оптимальным.

Под задачей *оптимизации баланса мощности* понимается определение наиболее рациональных значений как внутренних, так и межсистемных перетоков мощности и энергии в ЭО. *Целевая функция* задачи определения оптимальных межсистемных перетоков мощности *многокритериальная* и может включать в себя такие показатели, как: минимум отклонения величин перетоков от договорных значений, минимум расхода топлива в энергосистеме, минимум потерь мощности и энергии, минимум затрат энергоемких потребителей [3].

Кроме того, при параллельной работе каждая энергосистема может иметь свои локальные критерии: максимум режимной надежности, минимум стоимости производства электрической и тепловой энергии, максимум диапазона регулирования 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 ЭО, а в ряде случаев и нехватки топлива, выполняется оптимизация баланса мощностей и выработки ЭЭ в условиях взаимодействия со смежными энергосистемами, включая рынок зарубежных поставщиков.

Для разных часовых интервалов (особенно во время пиковых нагрузок) выполняется закупка ЭЭ в соседних энергосистемах. В этом случае минимальный уровень заявляемой мощности определяется разностью между системным максимумом потребления и обеспеченной резервом мощностью собственных электростанций системы.

Экономически целесообразные величины закупаемой мощности и энергии (в определенных режимах в случае необходимости) 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 при этом рациональное значение покупной мощности для разных нагрузок энергосистемы позволяет определить оптимальное количество покупной электроэнергии на планируемый расчетный период.

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 тех, которые обусловлены 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.

Целевую функцию в детерминированной постановке можно представить в виде:

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

где $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_7$ – весовые корректирующие коэффициенты, определяемые на основании экспертных оценок; $Y_1(p)$ – суммарное отклонение величин перетоков мощности от запланированных значений по контролируемым линиям связи; $Y_2(p)$ – суммарный расход топлива на электростанциях ОЭС; $Y_3(\pi)$ – суммарные потери мощности в контролируемых МЛЭП; $Y_4(R)$ – наименьший на протяжении суток фактический резерв активной мощности в ОЭС, величина которого в общем виде может быть представлена следующим образом:

$$Y_4(R) = \min [R_0(t) = P(t) - p(t)] \rightarrow \max, \quad (2)$$

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 ; $p(t) = p_{\max}^{\text{с.п.}}(t) + p_{\max}^{\text{обм}}(t), t \in (T)$ – прогнозируемый график суточных максимумов нагрузки ОЭС с учетом потерь в сети на период T ; $p_{\max}^{\text{с.п.}}(t)$ – прогнозируемый график суточных максимумов собственного потребления с учетом потерь в сети; $p_{\max}^{\text{обм}}(t)$ – прогнозируемый график выдачи мощности в ОЭС в часы максимума нагрузки данной энергосистемы; $Y_5(H)$ – показатель системной надежности, который в самом общем виде может быть записан как показатель эффективности работы ОЭС следующим образом:

$$F = \frac{\sum_{i=1}^N A_i(t) - \Delta A_{\Sigma}(t)}{\sum_{i=1}^N A_i(t)}, i \in N, t \in T, \quad (3)$$

где $\sum_{i=1}^N A_i(t)$ – суммарная энергия, потребляемая элементами системы, причем, в зависимости от типа рассматриваемого элемента, она может быть генерируемая, передаваемая и потребляемая; $\Delta A_{\Sigma}(t)$ – суммарный недоотпуск ЭЭ по всей ОЭС; T – полное время, за которое рассчитывается недоотпущенная ЭЭ; i – текущий индекс элемента системы; $Y_6(\text{ПЭ})$ – приведенные затраты на поддержание системы управления мощностью потребителей. Здесь рассматриваются наиболее мощные и энергоемкие промышленные предприятия, которые могут влиять на совмещенный график нагрузки ОЭС. В качестве совмещенного графика нагрузки может выступать график любой режимной энергетической иерархии – от группового графика крупного промышленного предприятия до эквивалентного графика нагрузки ЭЭС в составе энергообъединения; $Y_7(\Delta p)$ – суммарный ущерб промышленных потребителей при ограничении их мощности на величину Δp в результате различных нарушений электроснабжения.

Суммарный ущерб совокупности потребителей зависит от их состава, категоричности, технологической направленности и способа воздействия на них средствами противоаварийной автоматики. В общем случае количественная величина ущерба определяется с помощью интегральных характеристик ущербов узлов электропотребителей:

$$Z = yT \sum_{i=1}^N Y_i \Delta p \rightarrow \min, \quad (4)$$

где Y_i – ущерб i -го потребителя при его отключении (ограничении), руб/кВт·ч; Δp – отключаемая мощность; T – время отключения; y – число отключений за период T .

Каждый компонент многокритериальной целевой функции варьирует в своей области допустимых значений, основные требования к которым сводятся к общесистемным нормативам качества, надежности, устойчивости и бесперебойности получения ЭЭ по межсистемным линиям связи. При расчете предельных потоков мощности учитываются:

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

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

Пропускная способность основных элементов системообразующей сети объединения, как в основном планируемом режиме (при полной схеме основной сети, а также в послеаварийной схеме при отключении любого ее элемента), так и в предельных режимах при полной схеме сети, должна быть достаточной для обеспечения устойчивости и надежного электроснабжения потребителей.

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

$$S_{\zeta}^{\min} \leq S_{\zeta} \leq S_{\zeta}^{\max}, \zeta \in \Lambda, \quad (5)$$

где Λ – множество контролируемых линий; S_{ζ}^{\min} и S_{ζ}^{\max} – нижняя и верхняя границы допустимых значений перетоков по ν -й МЛЭП соответственно; S_{ζ} – поток мощности ν -й линии.

После проверки ЛЭП по пропускной способности выделяется множество линий $\nu \in V$ с нарушенными режимными ограничениями. Соответственно, формируется корректирующий вектор $\Delta \dot{S}$:

$$\Delta \dot{S} = colon [\Delta \dot{S}_1, \Delta \dot{S}_2, \dots, \Delta \dot{S}_v, \dots, \Delta \dot{S}_n], \quad (6)$$

компоненты которого равны

$$\Delta \dot{S}_\nu = \begin{cases} \dot{S}_\nu^{\max} - \dot{S}_\nu, & \text{если } \dot{S}_\nu^{\max} < \dot{S}_\nu \\ 0, & \text{если } \dot{S}_\nu^{\max} \geq \dot{S}_\nu \end{cases}, \quad (7)$$

где S_ν^{\max} – максимально допустимый поток мощности в ν -й линии; S_ν – поток мощности в ν -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:

$$\Delta \dot{S} = \underline{C} \Delta s, \quad (8)$$

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

На следующем этапе в коррекцию параметров включаются ветви, имеющие трансформаторы с РПН. Принимая в первом приближении допущение о том, что приведенные напряжения в узлах расчетной схемы одинаковы по величине и фазе и равны $U_{\text{ср}}$, можно записать:

$$\Delta \dot{S} = \underline{C} \Delta s + \text{diag} Y (M \cdot \underline{C} + 1) \cdot (e^{(m)} - \Delta k) U_{\text{ср}}^2, \quad (9)$$

где $\text{diag} Y$ – диагональная матрица проводимостей ветвей; M – первая матрица инцидентий; Δk – вектор-столбец отклонений относительных коэффициентов трансформации по отношению к исходному базисному режиму (для соответствующих ступеней трансформации); $e^{(m)}$ – вектор-столбец, состоящий из m единиц.

Поскольку последнее выражение рассматривается с точки зрения ввода параметров режима в допустимую область, то известными будут компоненты вектора $\Delta \dot{S}$, а неизвестными – компоненты векторов Δs , соответствующие узлам с источниками регулирования активной и реактивной мощности, и Δk , соответствующие ветвям, имеющим трансформаторы с РПН. В число ограничений включаются также требования к работе системных регуляторов АРЧМ, работающих совместно с элементами системной автоматики и релейной защиты ОЭС.

Результаты исследования и их обсуждение. С использованием приведенной методики были выполнены расчеты реальных режимов для Белорусской энергосистемы. По исходным данным, полученным в ОДУ «Белэнерго», было рассчитано оптимальное распределение потоков мощности в высоковольтной сети Белорусского энергообъединения (ноябрь 2019 г.). Основное внимание было сосредоточено на вычислении суммарных активных ($\sum \Delta P$, кВт) и реактивных ($\sum \Delta Q$, квар) потерь мощности для различных режимов работы энергосистемы. В результате был сделан вывод о том, что для полного автономного режима работы Белорусского энергообъединения предпочтителен изолированный вариант. Это подтверждает стремление энергетиков к самостоятельной работе при взаимодействии энергосистем в экстремальных режимах (взаимопомощь, аварии, несанкционированные отключения, атмосферные условия и т. д.). Результаты расчетов приведены в таблице.

Потери мощности в различных режимах работы межсистемных и межгосударственных высоковольтных линий электропередачи

Исходный режим	ΣP_n , кВт	ΣP_r , кВт	$\Sigma \Delta P$, кВт	$\Sigma \Delta Q$, квар
Включение всех межсистемных связей	4682,7	5047,8	365,15	2347,0
Отключение двух ЛЭП из РФ (Витебск – Талашкино, Рославль – Кричев)	недопустимое снижение напряжения в узле 6 (Кричев)			
Отключение всех ЛЭП из РФ	недопустимое снижение напряжения в узле 6 (Кричев)			
Отключение всех ЛЭП из Украины	4603,7	4885,0	281,32	1825,0
Отключение всех ЛЭП из Прибалтики	4552,7	4764,2	211,48	1346,0
Полный автономный режим всех ЛЭП РБ (без межсистемных связей)	3690,9	3837,7	146,74	935,8
Автономный режим + ЛЭП-707 (750 кВ)	3690,9	3882,2	191,32	1160,0
Отключение ЛЭП-707	4682,7	5046,8	364,12	2338,0

Заключение. Разработаны основные методологические принципы взаимодействия смежных энергосистем по межсистемным высоковольтным линиям электропередачи. Выполнен количественный анализ межсистемных перетоков электроэнергии для различных нагрузочных режимов работы белорусской энергосистемы при взаимодействии ее с соседними энергосистемами.

Сформулированы основные компоненты программы для процесса оптимизации межсистемных перетоков мощности для белорусского энергообъединения.

Выполнены экспериментальные расчеты по определению наиболее выгодных режимов эксплуатации межсистемных связей белорусской энергосистемы по различным межгосударственным сечениям с Россией, Украиной и Прибалтикой.

Список использованных источников

1. Концепция регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии [Электронный ресурс] : утв. решением ЭЭС СНГ от 27.10.2005. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200118098>. – Дата доступа: 16.09.2020.
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 12.10.2015. – Режим доступа: <http://energo-cis.ru/rumain4223/9>. – Дата доступа: 16.09.2020.
3. Александров, О. И. Оценка балансовой надежности дефицитной энергосистемы / О. И. Александров, Н. В. Радоман, Т. Е. Жуковская // Энергетика. – 2013. – № 3. – С. 9–18.

References

1. Koncepciya regulirovaniya chastoty i peretokov v energoob'edinenii stran SNG i Baltii [Elektronnyj resurs] : utv. resheniem EES SNG ot 27.10.2005. – Rezhim dostupa: <http://docs.cntd.ru/document/1200118098>. – Data dostupa: 16.09.2020.
2. Osnovnye tekhnicheskie trebovaniya k parallel'no rabotayushchim energosistemam stran SNG i Baltii. Pravila i rekomendacii po regulirovaniyu chastoty i peretokov : utv. resheniem EES SNG ot 12.10.2015. – Rezhim dostupa: <http://energo-cis.ru/rumain4223/9>. – Data dostupa: 16.09.2020.
3. Aleksandrov, O. I. Ocenka balansovoj nadyozhnosti deficitnoj energosistemy / O. I. Aleksandrov, N. V. Radoman, T. E. Zhukovskaya // Energetika. – 2013. – № 3. – S. 9–18.