

УДК 621.311.153

АДРЕСНО-РЕГУЛИРУЕМОЕ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ  
В ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ СЕТИ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ  
ADDRESS-CONTROLLED FLOW DISTRIBUTION IN THE HIGH-VOLTAGE  
NETWORK OF THE BELARUSIAN POWER SYSTEM

Александров О.И., к-т техн. наук, доцент

Белорусский государственный технологический университет, г. Минск, Беларусь

Пекарчик О.А., ст. преподаватель

Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Беларусь

O. Alexandrov, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor,

Belarusian State Technological University, Minsk, Belarus;

V. Piakarchyk, Senior Lecturer

Belarusian National Technical University, Minsk, Belarus

*Аннотация. В настоящее время важной проблемой является определение рациональных режимов работы электроэнергетической системы (ЭЭС), т. е. определение наиболее целесообразных значений внутри- и межсистемных потоков мощности и энергии в энергообъединении, которая подразумевает комплекс оптимальных условий существования режима при соблюдении ряда ограничений. В условиях конъюнктурных и политических взаимоотношений между соседними энергосистемами важным звеном является адресно-регулируемое распределение потоков электроэнергии (ЭЭ) по конкретной договорно-рыночной стратегии.*

*Abstract. Currently, an important problem is to determine the rational modes of operation of the electric power system (EPS), i.e., the efficiency of the electric power system determination of the most appropriate values of intra-and inter-system power and energy flows in the power connection, which implies a set of optimal conditions for the existence of the regime, subject to a number of restrictions. In the context of conjunctural and political relations between neighboring power systems, an important link is the targeted and regulated distribution of electric power flows (EP) according to a specific contractual-market strategy.*

Ключевые слова: потокораспределение, электрическая сеть, транспорт электроэнергии, энергосистемы.

Keywords: flow distribution, electric grid, electric power transport, power systems.

## ВВЕДЕНИЕ

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.

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 энергосистем 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 сложно-замкнутую сетевую структуру, выбор рациональных режимов эксплуатации энергосистем с учетом МТ 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. Формулировка данной проблемы была рассмотрена ранее [1]. Задача представлена многокритериальной целевой функцией, 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.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Основные показатели, необходимые для принятия оптимальных решений, были разработаны авторами ранее на основе системного анализа с охватом всех определяющих факторов, т. е. были сформированы документы для их 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 Белэнерго.

Важным элементом такого управления является адресно-регулируемое распределение мощностей для межсистемных перетоков в энергообъединении (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 всего

ЭО. Если при этом были выполнены ограничивающие условия по изменяющимся параметрам и, достигнут минимум затратных средств, то режим ЭО будет оптимальным. Для разных часовых интервалов (особенно во время сезона пиковых нагрузок) выполняется перераспределение энергоперетоков с соседними энергосистемами. Экономически целесообразные величины продаваемой ЭЭ определяются на основе технико-экономических и режимных расчетов с учетом технических, режимных, директивных и ценовых ограничений. Для расчетного уровня транзитной мощности определяется оптимальная загрузка электростанций энергосистемы для различных часовых интервалов. Получаемое при этом рациональное значение мощности для разных нагрузок энергосистемы позволяет определить оптимальное количество экспортируемой электроэнергии на планируемый расчетный период в соответствии с договорными условиями. Исходными данными для анализа режимов являются расчетные балансы мощности по областным 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 энергетического оборудования, а также аварийных режимов, включая потерю устойчивости и отказ элементов системной автоматики. Однако, учитывая множество целей у субъектов и противоречивость их интересов, взаимодействие межгосударственных перетоков влечет за собой нивелирование нормативов в рамках общесистемной надежности во всем Таможенном пространстве (Беларусь-Россия-Казахстан), что на сегодняшний день юридически пока не определено и требует, по-видимому, создания системы механизмов координации на международном уровне. На первом этапе решения задачи коррекции режима ЭЭС можно ограничиться возможностью регулирования перетоков ЛЭП с помощью средств генерации активной и реактивной мощности (электростанции системы и источники реактивной мощности). В этом случае критерием оптимальности считаются минимальные изменения узловых мощностей (по сравнению с исходным режимом), затем подключаются узлы с источниками регулирования активной и реактивной мощности, соответствующие ветвям, имеющим трансформаторы с РПН.

Одной из важных проблем взаимодействия смежных энергосистем является разработка рациональных принципов тарифообразования по перетокам электроэнергии внутри каждой энергосистемы в составе энергообъединения, а также покупки электроэнергии от локальных источников и источников на возобновляемых энергоносителях. В настоящее время важной *проблемой* является определение рациональных режимов работы электроэнергетической системы в жестких условиях взаимодействия с энергосистемами Российской Федерации, Украины и Прибалтики. Кроме того, выполняется экспорт для ряда режимов в Литву и Украину на основании заключаемых контрактов, в которых оговаривается цена. Причем принципы формирования договорной цены не устанавливаются (цена договорная) и она является коммерческой тайной, однако в реальных условиях поставок оговариваются правила корректировки договорной цены в зависимости от различных режимных, директивных и конъюнктурных условий.

Экономическая заинтересованность потребителей в использовании позонных тарифов обеспечивается за счет снижения затрат на покупаемую электроэнергию вследствие перемещения электропотребления из пиковой зоны в базовую

$$\Delta C_{\pi} = (t_{\pi} - t_{б})\Delta Э \text{ руб/период,} \quad (1)$$

где  $t_{\pi}, t_{б}$  – ставки за 1 кВт/ч соответственно в пиковой и базовой временных зонах суточного графика электрической нагрузки;

$\Delta Э$  – величина электроэнергии, перемещаемой из пиковой зоны в базовую.

Если выравнивание режима электропотребления происходит за счет осуществления каких-либо мероприятий, требующих капитальных вложений, то эффективность их использования оценивается с помощью показателя эффективности  $E = \frac{\Delta C_{\pi}}{K}$ , который должен сравниваться с некоторым нормативным показателем  $E_H$ . Если финансирование будет осуществляться за счет собственных средств предприятия, то оно будет выгодно для него в том случае, если приведет к повышению уровня рентабельности ( $E > K_{рен}$ ). Если же источником финансирования являются заемные средства в виде кредита банка, то мероприятие выгодно; когда за счет годовой экономии, определяемой с помощью формулы (1), обеспечивается возврат этих средств вместе с процентами за установленный срок кредитования.

Но снижение платы за потребленную электроэнергию приводит к сокращению денежных поступлений в энергосистему, и в результате ухудшаются экономические показатели ее работы. Однако выравнивание режима сопровождается снижением расхода топлива на электростанциях, их необходимой суммарной установленной мощности и количества остановов и пусков основного оборудования в период ночного провала нагрузки.

Экономия топлива обуславливается тем, что в период пика к покрытию нагрузки подключаются наименее экономичные агрегаты энергосистемы (конденсационные агрегаты на докритических параметрах пара, конденсационные мощности ТЭЦ). В базовой же зоне работают более экономичные агрегаты (оборудование на закритических параметрах пара). Эту слагаемую экономии можно представить в виде

$$\Delta C_{зс} = (C_{т}^{\pi} b_{у}^{\pi} - C_{т}^{б} b_{у}^{б}) \Delta Э \text{ руб/период,} \quad (2)$$

где  $C_{т}^{\pi}, C_{т}^{б}$  – цена топлива, используемого на пиковых и базовых агрегатах;

$b_{у}^{\pi}, b_{у}^{б}$  – удельные расходы топлива на указанных агрегатах.

Доля энергии, проходящей через электрические сети ОЭС РБ, определяется пропускной способностью сети. В определенном количестве транзит ЭЭ через ОЭС РБ может быть уменьшен по взаимной договоренности с помощью отключения некоторых ЛЭП, т. е. благодаря изменению схемы сети.

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:

– С помощью счетчика отдающей стороны. В данном случае потери ЭЭ в межгосударственных ЛЭП относятся на сторону, принимающую ЭЭ;

– 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.

Экономия, обусловливаемая облегчением прохождения агрегатами электростанций ночного минимума электрической нагрузки, выражается снижением затрат топлива на пуски и остановки оборудования и повышением надежности его работы. Количественная оценка этой экономии затруднительна, может быть дана лишь экспертная оценка ее на основе анализа статистики пусков и остановов по станциям конкретной энергосистемы.

Оценка риска деятельности субъектов энергетического рынка. Модель объекта исследования. Рассматривается ОЭС состоящее из  $n$  и  $M$  связей (дуг) между узлами. Расчетная схема ОЭС представляется в виде связного графа. Заданы  $\bar{x}_i, \bar{y}_j$  – располагаемая генерирующая мощность и нагрузки (потребность) энергоузлов, в тоже время  $\bar{y}_i(\omega)$ , и при планировании необходимо учитывать, что требуемая нагрузка в ОЭС – случайная величина;  $\bar{z}_{ij}$  – максимально допустимая ПС ЛЭП из узла  $i$  в узел  $j$ . Все параметры  $\bar{x}_i, \bar{y}_j, \bar{z}_{ij}$  неотрицательны. Величины  $x_i, y_i$  – используемая мощность и покрываемая нагрузка в узлах  $i = 1, \dots, n$ ;  $z_{ij}$  – перетоки из узла  $i$  в узел  $j$ .

При планировании величины экспортируемой мощности необходимо учитывать основные требования к надежности режима ОЭС:

– наличие в ОЭС резерва мощности на уровне, определяемом существующими нормативами:

$$0,12P_{\max} \leq \sum_{i=1}^n \Delta x_i \leq 0,18P_{\max}, \quad (3)$$

где  $P_{\max}$  – максимум нагрузки по энергообъединению;

– вероятность не покрытия нагрузки не должна превышать нормативную

$$P\{\tilde{y}_i(\omega) - y_i < 0\} \leq \alpha_i, \quad (4)$$

где  $\tilde{y}_i(\omega)$  – требуемая величина потребляемой мощности (случайная величина;

$\alpha_i$  – вероятность не покрытия нагрузки – нормативный показатель для  $i$ -й ЭЭС, входящей в ОЭС;

– аналогично вероятность перегрузки по ПС:

$$P\{\bar{z}_{ij} - z_{ij}(\omega) > 0\} \leq \beta, \quad (5)$$

где  $z_{ij}(\omega)$  – величина передаваемой мощности по связи  $z_{ij}$ , зависящая от случайной величины потребления мощности;

$\beta$  – вероятность перегрузки ЛЭП.

Необходимо соблюдение баланса активной мощности по ЭЭС в целом (с учетом квадратичных потерь):

$$x_i - y_i + \sum_{j=1}^n (1 - \alpha_{ji} z_{ji}) z_{ji} - \sum_{j=1}^n z_{ij} = 0, \quad i = 1, \dots, n, \quad i \neq j,$$

где  $\alpha_{ji}$  – заданные положительные коэффициенты. Величина  $\alpha_{ij}(z_{ij})^2$  – потери мощности при передаче из узла  $i$  в объеме  $z_{ij}$  в узел  $j$ .

Задача анализа избыточности (дефицитности) ОЭС первоначально формулируется следующим образом: найти такие значения переменных  $x_i$ ,  $y_i$ ,  $z_{ij}$ , удовлетворяющее условиям, при которых достигается минимальное значение суммарного дефицита мощности [2]:

$$\sum_{i=1}^n (\bar{y}_i - y_i) \rightarrow \min.$$

Если ввести дополнительные переменные

$$d_i = \bar{y}_i - y_i, i = 1, \dots, n,$$

характеризующие дефицит мощности по узлам, то задача приобретает вид

$$\sum d_i \rightarrow \min.$$

Результатом данной задачи является величина потребляемой мощности, при существующих генерирующих мощностях и ПС ЛЭП, соответствующей минимуму суммарного дефицита по ОЭС. Далее рассмотрена постановка, обладающая свойством распределения суммарного дефицита мощности по дефицитным узлам. Задача формулируется следующим образом: найти значения  $x_i$ ,  $y_i$ ,  $z_{ij}$ , удовлетворяющие технологическим требованиям и минимизирующие следующий критерий:

$$f(y) = \sum_{i \in I} \frac{(\bar{y}_i(\omega) - y_i)^2}{\bar{y}_i(\omega)} + \lambda \sum_{i=1}^M (\bar{y}_i(\omega) - y_i),$$

где  $I$  – множество узлов с дефицитом генерирующих мощностей.

Решением данной задачи является вектор переменных, соответствующий минимуму суммарного дефицита и обладающий свойством распределения дефицита пропорционально нагрузкам. данный критерий распределения нагрузок по узлам обеспечивает однозначность в распределении по узлам дефицитов мощности  $d_i$  и, соответственно однозначность в выборе покрываемых нагрузок  $y_i$ . Необходимая степень однозначности решений и исключений явных несуразностей (типа перетоков по замкнутому контуру) достигается за счет введения второго этапа вычисления: с зафиксированными нагрузками  $y_i$  решаем задачу:

$$\sum_{i=1}^n B_i x_i + \sum_i \sum_j \lambda_{ij} z_{ij} \rightarrow \min$$

при условиях (3)–(5). Здесь  $B_i > 0$ ,  $\lambda_{ij} > 0$  – заданные коэффициенты, отражающие представление о приоритетности вовлечения мощности отдельных узлов и межузловых связей. Параметры  $B_i$ ,  $\lambda_{ij}$  могут иметь следующий физический смысл затрат на генерацию и передачу. В результате получается значение генерирующих мощностей и перетоков, соответствующих минимальным затратам; величины, обратные показателям надежности (вероятности отказов), в результате будут задействованы наиболее надежные мощности; величины. Обратные экспертным оценкам приоритетности тех или иных энергообъектов могут быть получены, например, методом парных сравнений.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработаны основные методологические принципы взаимодействия смежных энергосистем по межсистемным высоковольтным линиям электропередачи. Выполнен количественный анализ межсистемных перетоков электроэнергии для различных нагрузочных режимов работы высоковольтной сети белорусской энергосистемы при взаимодействии ее с соседними энергосистемами. Проведены экспериментальные расчеты по определению наиболее выгодных режимов эксплуатации межсистемных связей Белорусской энергосистемы по различным межгосударственным сечениям с РФ, Украиной и Прибалтикой.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Александров О.И. Оптимизация распределения межсистемных перетоков электроэнергии в условиях взаимодействия смежных энергосистем. Сборник докладов МНК «Устойчивое развитие энергетики Республики Беларусь: состояние и перспективы», Минск, «Беларуская навука», 2020, С. 131–138.

2. В.П. Мартынюк. Таможенные аспекты энергетической интеграции: отечественная практика и проблемы. «Интеграция в энергетике и экономическая безопасность государства», Сборник трудов, Киев, «Знания Украины», 2005.