

**ОЦЕНКИ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ
ПЛАНИРОВАНИИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю., Тимашев С.А., Юнусова К.П.

В докладе рассматриваются возможные подходы к оценке надежности одного из классов взаимозависимых критичных инфраструктур -- Единой энергетической системы (ЕЭС) России. Она, как и другие взаимозависимые критичные инфраструктуры (единая газоснабжающая система, нефтепроводы и т.п.) должна работать как цельный и неразрывный технологический комплекс и отвечать требованиям надежности и безопасности на всех уровнях временной и территориальной иерархии отдельных зон ее управления. Естественный способ выполнения этих требований состоит в применении математических моделей для оценки показателей балансовой надежности (ПБН) ЕЭС России и ее отдельных электроэнергетических систем (ЭЭС) и территориальных зон. Под показателем надежности ЭЭС, в том числе и балансовой, будем понимать количественную характеристику одного или нескольких свойств, составляющих ее надежность.

Обеспечение должного уровня надежности ЭЭС достигается в результате решения следующих задач: выбора соответствующей «конструкции» ЭЭС (конфигурации схем электрических соединений, структуры генерирующих мощностей и др.); резервирования во всех звеньях схемы (производство, передача и распределение электроэнергии, система управления), включая обеспечение запасов энергоресурсов; выбора структуры и параметров средств управления системой; улучшения организации эксплуатации и управления ЭЭС. Их решение осуществляется на различных уровнях временной иерархии. Так, выбор структуры и определение параметров средств управления, в том числе необходимого уровня вращающегося резерва мощности, улучшение организации функционирования системы решаются непосредственно при эксплуатации ЭЭС (период заблаговременности до 1-2 лет). Остальные задачи решаются с большим периодом заблаговременности (от 3 до 20 лет).

Резервирование является одним из основных путей обеспечения требуемого уровня надежности ЭЭС. Оно направлено на частичную компенсацию всех возможных причин, снижающих надежность, как при эксплуатации, так и при управлении развитием ЭЭС. Необходимые резервы зависят от совокупности факторов, приводящих к снижению надежности ЭЭС. Поскольку обеспечение абсолютной надежности не только невозможно, но и нецелесообразно, проблема резервирования в ЭЭС является экономической. Поэтому искомое решение по уровням резервирования в ЭЭС должно соответствовать либо минимуму затрат (приведенных или дисконтированных), либо требуемому нормативному уровню надежности.

В объединении ЭЭС резервирование генерирующей мощности достигается не только генерирующими агрегатами рассматриваемой территориальной зоны ЭЭС, но, вследствие наличия связей, и резервными агрегатами других зон. В условиях рыночных отношений степень резервирования отдельных территориальных зон ЭЭС зависит еще и от договорных отношений между субъектами рынка в части возможных уровней взаимопомощи. Поэтому степень надежности в ЭЭС зависит от распределения резервной мощности по отдельным территориальным зонам и от запаса пропускной способности связей (ПСС) между ними. Это приводит к тому, что оптимальные значения оперативного резерва мощности отдельных территориальных зон ЭЭС и ПСС между ними должны определяться либо решением задачи минимизации функционала приведенных или дисконтированных затрат с включением в него компенсационных затрат, вызванных ненадежностью оборудования, либо использованием какие-либо нормативных показателей. То и другое возможно только при создании эффективных моделей, направленных на определение ПБН.

Применяемые в проектной практике математические модели определения ПБН сложных по своей конфигурации ЭЭС, включающих в себя множество территориальных зон

и связей между ними, отличаются повышенной сложностью, в сравнении с концентрированной ЭЭС. Основными причинами, усложняющими процесс определения ПБН в сложных ЭЭС, является необходимость учета: ограничений по ПСС; аварийных отказов отдельных линий электропередачи, трансформаторов и также прочего оборудования; разновременности прохождения максимумов нагрузок отдельных территориальных зон и различия их характерных графиков; взаимоотношений между субъектами рынка в объединяемых зонах ЭЭС; большого числа элементов расчетных схем надежности, и следовательно, необходимости больших затрат вычислительных мощностей ЭВМ.

В остальном на величины ПБН в сложной ЭЭС влияют в основном те же факторы и случайные события, что и в концентрированной системе, а именно: располагаемые мощности отдельных территориальных зон и запасы ПСС между ними; структура генерирующих мощностей; плановые ремонты оборудования; графики изменения нагрузок территориальных зон в разрезе года и суток; снижение генерирующей мощности территориальных зон и запасов ПСС из-за аварийных повреждений агрегатов электростанций и линий электропередачи; нерегулярные колебания нагрузки, и ошибки прогнозирования спроса потребителей.

Вопросам разработки методических принципов исследования надежности многозонных ЭЭС и их реализации в математических моделях, посвящено значительное число отечественных и зарубежных работ. Решение задачи оценки ПБН требует формирования теми или иными способами уровней нагрузки и состояний генерирующей мощности для разных временных интервалов и рассматриваемых территориальных зон ЭЭС, вызванных их внеплановыми аварийными отключениями, а также оценки этих состояний на предмет обеспечения потребителей электроэнергией надлежащего качества и в полном объеме. При разработке математических моделей оценки ПБН многозонных ЭЭС применяются либо аналитические методы, либо методы комбинаторного и статистического моделирования, и в последнее время логико-структурными методами.

Определение показателей балансовой надежности ЭЭС аналитическими методами значительно повышает вычислительную эффективность, но они предназначены только для радиально-магистральных схем ЭЭС. Модели, основанные на методах статистического моделирования, нашли более широкое применение при оценке показателей балансовой надежности сложных ЭЭС, на базе анализа как случайных событий, так и случайных процессов. Основным недостатком этих моделей, является их невысокая вычислительная эффективность, но они дают возможность получения широкого спектра показателей балансовой надежности, что делает их более предпочтительными.

Основными компонентами, при разработке методики оценки ПБН многозонных ЭЭС и ее программной реализации, являются блоки формирования случайных состояний системы и их оценки на предмет покрытия нагрузки территориальных зон с учетом ограничений по запасам ПСС. Анализ существующих программных средств оценки ПБН ЭЭС показывает, что методические принципы (компоненты) отечественных и зарубежных модельных разработок в значительной степени совпадают. Блоки формирования случайных состояний основного оборудования и их оценки являются основой разработки методики. Конкретное их наполнение, особенно задачи оценки случайного состояния на предмет обеспечения потребителей, в зарубежных публикациях практически *не раскрывается*, хотя именно они в значительной степени определяют ПБН конкретных территориальных зон ЭЭС.

Независимо от принципов управления электроэнергетической отраслью (централизованный, рыночный), методика решения задачи оценки ПБН должна базироваться на формировании случайных состояний, вызванных аварийными выходами основного генерирующего и сетевого оборудования системы и оценки этих состояний с позиций возможного ограничения потребителей. Увеличение числа субъектов при введении рыночных отношений приводит к увеличению размерности решаемой задачи с 15-20 зон надежности (концентрированных ЭЭС) и 20-30 связей, до 50-80 узлов и 80-150 связей при

введении понятий территориальных зон, входящих в ЕЭС России. Это, безусловно, отражается как на формировании вероятностных функций изменения мощностей этих зон, так и на формировании случайных состояний. Совершенно очевидно, что дробление схемы ЕЭС России на множество территориальных зон (до 80) потребует пересмотра модели ее генерирующей части.

Оценка случайного состояния в задаче обеспечения надежности ЭЭС состоит в нахождении потокораспределения при заданных параметрах сети, генерирующей мощности и нагрузки. Существующие методы расчета потокораспределения отличаются друг от друга в основном быстротой и точностью получения результатов. Поскольку процесс получения показателей надежности в многозонной ЭЭС (к ним относится и ЕЭС России), требует многократного проведения расчетов потокораспределения, общая эффективность расчетов существенно зависит от вычислительной эффективности применяемого алгоритма. Для глубины прогноза в пять и более лет имеется существенная неопределенность исходной информации по уровням электропотребления, развитию генерирующих источников отдельных территориальных зон и запасов ПСС между ними. Это позволяет использовать для расчетов режима идеализацию по постоянному току. Тогда наиболее приемлемыми методами для оценки случайного состояния системы становятся методы линейного и нелинейного программирования.

Задача потокораспределения в моделях оценки ПБН получила название задачи распределения дефицита мощности (РДМ). При линейной постановке решение данной задачи состоит в минимизации дефицита мощности при ограничениях на потребность и мощность спроса нагрузки, и на имеющиеся генерирующие мощности той или иной территориальной зоны. В качестве метода ее решения принят двойственный симплекс-метод линейного программирования. Его применение дает возможность резкого сокращения затрат машинного времени за счет использования, при оценке текущего состояния системы, оптимального решения для предыдущего, и позволяет выявлять, на основе анализа двойственных оценок, наихудшие в смысле надежности территориальные зоны и связи ЭЭС. Последнее используется для решения оптимизационных задач надежности. Отрицательной стороной линейной постановки задачи является возникающая неоднозначность в распределении системного дефицита мощности по отдельным территориальным зонам. Следует особо подчеркнуть, что неоднозначность возникает именно в распределении дефицитов мощности, а не в вероятностях их возникновения по зонам. Устранение неоднозначности требует второго этапа решения задачи минимизации системного дефицита мощности. Для условий рыночных отношений в электроэнергетике именно решение этого этапа претерпевает значительные изменения, и от ее постановки зависит решение задачи определения оперативного резерва мощности в территориальных зонах и требований к запасам ПСС между ними.

В рыночных условиях дефицит мощности может возникнуть как на уровне объединенных ЭЭС, так и на уровне входящих в них региональных систем. Недопоставка электроэнергии потребителям по заключенным договорам обычно значительно дороже ее покупки на рынке у других поставщиков. Поэтому в условиях рыночных отношений на каждом случайном состоянии дефицит мощности в системе возможен только в случаях недостаточности либо генерирующей мощности, либо запасов ПСС, либо того и другого в совокупности. В то же время в соответствии с правилами оптового рынка каждый поставщик генерирующей мощности (территориальная или объединенная генерирующая компания) будет стараться в первую очередь обеспечить мощностью «своих» потребителей, с которыми заключены двухсторонние договора на поставку энергии, вне зависимости от того, к какой территориальной зоне они относятся. Во вторую очередь обеспечиваются потребители с которыми нет двухсторонних договоров, причем по более высоким тарифным планам. Такой принцип РДМ назван нами локальным «жадным».

В математических моделях оценки ПБН необходимо иметь возможность получать такие показатели, которые можно использовать для принятия управленческих решений по обоснованию требуемых уровней резервирования в территориальных зонах ЭЭС. Это означает, что они должны обеспечивать возможность решения всего комплекса оптимизационных и оценочных задач. Выбирая ПБН ЭЭС, следует учитывать следующие рекомендации: 1) их число по возможности должно быть минимальным и в то же время достаточным для принятия управленческих решений по обеспечению требуемого уровня балансовой надежности на всех уровнях территориальной и временной иерархии управления; 2) следует избегать комплексных ПБН; 3) они должны иметь простой физический смысл и допускать возможность оценки значений различными методами; 4) выбранные показатели должны быть достаточно чувствительными к возмущениям (изменению параметров, характеризующих использование средств обеспечения надежности в отдельных территориальных зонах), приводящим к снижению или увеличению надежности системы.

В отечественных и зарубежных публикациях приведенным рекомендациям наиболее полно удовлетворяют следующие ПБН ЭЭС: математическое ожидание годового объема ограничений потребителей в электрической энергии $M[\Delta W]$ из-за аварийных длительных ремонтов оборудования как для всей ЭЭС в целом, так и для отдельных j -х территориальных зон $M[\Delta W]_j, j=1, 2, \dots, n$ [за рубежом аналогом являются *EUE (Expected Unserved Energy)* или (*LOEE Loss of Energy Expectation*, МВт·ч/год)]; математическое ожидание компенсационных затрат от ненадежности электроснабжения потребителей (при заданных характеристиках удельных ущербов y_0) как для всей ЭЭС в целом $M[Y]$, так и для j -х территориальных зон $M[Y]_j$ (млн.руб.); относительное удовлетворение потребителей электрической энергией $\pi = 1 - M[\Delta W]/W_{\phi}$ (W_{ϕ} – спрос потребителей на электрическую энергию); интегральные вероятности появления дефицита мощности территориальных зон (J_d) ЭЭС; вероятность потери нагрузки (*Loss of Load Probability*) – *LOLP*; среднее число дней дефицита мощности, в западной литературе носит название длительности потери нагрузки в сутках в год (*Loss of Load Expectation*) – *LOLE*; среднее число часов дефицита мощности в год, в западной литературе носит название длительность потери нагрузки в часах (*Loss of Load Hours*) – *LOLH*. При этом показатель π малочувствителен к возмущениям и несет практически ту же информацию, что и показатель $M[\Delta W]$, только в относительных единицах. С точки зрения рациональности принимаемых решений по развитию ЭЭС относительные (вероятностные) показатели балансовой надежности более информативны.

В зарубежной практике вероятностный показатель *LOLP* обычно определяется, как вероятность не обеспечения электроэнергией потребителей (без учета регулируемой нагрузки) в течение заданного периода времени¹. При этом считается, что использование показателя *LOLP* возможно только для достаточно коротких временных периодов (пик нагрузки), с целью выявления характерных чрезвычайных ситуаций. Это в свою очередь приводит к возможности неучета временной хронологии изменения процессов. В отечественной практике широко используемый показатель J_d , в отличие от *LOLP* определяется для всего множества возможных временных интервалов изменения нагрузки в хронологическом порядке ее изменения в связи с чем и получил название интегральной (т.е., суммарной по всем возможным изменениям) вероятности появления дефицита мощности.

На наш взгляд, именно понятийные расхождения отличают эти используемые в отечественной и зарубежной практике, показатели. В то же время их математическое

¹NERC. Reliability Assessment Guidebook, Version 2.1, April 7, 2009

представление для заранее заданного графика изменения режима электропотребления: годовых суточных максимумов (365 равных по времени дискретных изменений $LOLP_{сут}$) или часовых изменений в течение года (8760 равных по времени дискретных изменений $LOLP_{час}$) совершенно идентично. В $LOLP_{сут}$ входят случайные составляющие соответственно генерирующей мощности, вызванные аварийными простоями агрегатов, и нагрузки, вызванные ошибками ее прогноза и нерегулярными колебаниями, а также вероятность k -го случайного состояния, в котором наблюдается дефицит мощности в ЭЭС.

Для оценки надежности длительного периода времени (обычно год), в зарубежной практике, как правило, используются два основных показателя балансовой надежности – $LOLE$ и $LOLH$. Эти показатели надежности не имеют своего экономического обоснования, но на экспертном уровне приняты определенные их значения, служащие индикаторами принятия решений. Так, общепринятый стандарт среднего числа дней дефицита мощности ($LOLE$) во многих развитых странах (США) равен 0,1 суток/год или 1 сутки в 10 лет, во Франции – $LOLH = 3$ ч/год, Великобритании – $LOLH = 4$ ч/год, Ирландии – $LOLH = 8$ ч/год. В СССР вероятностный норматив надежности в виде $J_d = 0,004$.

Показатель балансовой надежности $LOLE$ есть оценка математического ожидания случайной величины числа суток в году (365 суток), для которых суточный максимум нагрузки превышает мощность, выдаваемую генерирующими агрегатами в систему. Аналогично, показатель $LOLH$ есть оценка математического ожидания случайной величины числа часов в расчетном году (8760 ч), для которых часовая нагрузка превышает мощность, выдаваемую генерирующими агрегатами в систему.

Для многозонной ЭЭС интегральные ПБН (J_d) адекватны частным производным от математического ожидания недоотпуска электроэнергии для всей ЭЭС в целом по оперативным резервам мощности территориальных зон и запасам ПСС между ними. При линейной постановке задачи оценки случайного состояния системы с позиций минимизации дефицита мощности в ней эти производные определяются анализом поведения двойственных оценок для j -х параметров линейной модели, которые равны единице, когда генерирующая мощность рассматриваемой зоны влияет на изменение системного дефицита мощности и нулю, в противном случае. Выражения для их определения аналогичны выражениям определения показателей $LOLP$.

Приведенный анализ методических принципов и программных средств оценки показателей балансовой надежности ЭЭС выявил, что их основа (вероятностная природа случайных состояний системы и методы их оценки) в отечественных и зарубежных модельных разработках в значительной степени совпадает. Показана взаимосвязь вероятностных показателей балансовой надежности, принятых за рубежом ($LOLE$, $LOLH$) с отечественными интегральными вероятностными показателями (J_d). На этой основе сформированы требования к показателям балансовой надежности, которые позволят более обоснованно подходить к обоснованию уровней резервирования ЕЭС России для условий конкурентного рынка электроэнергии и мощности. При этом проблема комплексной безопасности ЭЭС при планировании их развития должна решаться на основе анализа полной группы аварийных событий и всех возможных и существенных их последствий для потребителей.