

При этом

$$\varphi_s(t) = \left(\varphi_s - \frac{k_B \cdot T}{e} \right) \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}} \right)^2 + \frac{k_B \cdot T}{e}$$

где τ – время релаксации процесса адсорбции атомов газа на поверхности полупроводникового сенсора.

Таким образом получили математическую модель энергетических процессов, протекающих в приповерхностной области полупроводникового сенсора от действия газа на основе уравнения Пуассона. Что позволило получить зависимость изменения активной проводимости приповерхностного слоя от полупроводников при адсорбции молекул газа среды.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бонч-Бруевич В.Л. Физика полупроводников / Бонч-Бруевич В.Л., Калашников С.Г. – М.: Наука, 1990. – 688 с.
2. Young С.Е. Extended curves of the space charge, electric field, and free carrier concentration at the surface of a semiconductor, and curves of the electrostatic potential inside a semiconductor // J. Appl. Phys. – 1961. – V. 32. – P. 329-332.
3. Гаман В.И. Физика полупроводниковых газовых сенсоров: монография. – Томск: Изд-во НТЛ, 2012. – 112 с.

УДК 621.311.153

О.И. Александров (БГТУ, г. Минск);

Д.Г. Горячко, технический директор (Inno Tech Solution, г. Минск)

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ В БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ В СЛУЧАЕ ОТКЛЮЧЕНИЯ БЛОКОВ АЭС

Анализ развития системных аварий показывает, что последние сопровождаются, как правило, расширением зоны отказа с последующим действием автоматики по резервированию отказов выключателей и нарушением устойчивости.

Начальные отказы в основном обуславливаются внешними явлениями (короткие замыкания, атмосферные перенапряжения на линиях и подстанциях, ослабление сети из-за ремонтных работ, неудовлетворительные балансы активной и реактивной мощности), а также неправильными действиями и отказами средств релейной защиты и автоматики.

Таким образом, при анализе надежности объединенных энергосистем на первый план выдвигаются электрические свойства ЭЭС, ко-

торые не могут быть описаны методами структурной надежности (СН). Они описываются методами функциональной надежности (ФН).

Известно, что резервирование является одним из основных путей повышения надежности ЭЭС. Создание резервов мощности, их размещение по отдельным территориальным зонам диспетчерского управления, усиление системообразующих связей являются мероприятиями дорогостоящими и требующими больших инвестиций. Эти мероприятия должны тщательно обосновываться и быть выгодными для потенциальных инвесторов, в качестве которых может выступать и государство. Вне зависимости от принципов управления электроэнергетической отраслью (плановая или рыночная экономика) обоснование резервов мощности должно базироваться на минимизации функционала приведенных или дисконтных затрат $Z_L(P)$ [3]. Они включают в себя затраты на поддержание резерва мощности $Z_R(P)$, пропускной способности связей $Z_L(P)$ и компенсационные за траты $Z_{\text{ком}}(P)$ от ненадежности электроснабжения и от действия других вызванных рыночными отношениями, факторов, т. е.:

$$Z_{\Sigma}(P) = Z_R(P) + Z_L(P) + Z_{\text{ком}}(P) \rightarrow \min, \quad (1)$$

где P – показатели, характеризующие средства обеспечения надежности ЭЭС (резервы генерирующей мощности ЭЭС и пропускные способности связей).

Если получение численных значений первых двух слагаемых не вызывает сложностей, то получение третьего даже в условиях плановой экономики требует оценки показателей надежности (ПН) рассматриваемых вариантов развития. Задача крайне сложная, требующая определенной информационной основы, модельного обеспечения и больших затрат времени счета на ЭВМ. Недостаточная информационная обеспеченность приводит к учету последнего слагаемого выражения (1) нормативами надежности, которые для условий централизованного управления имели соответствующее обоснование. Так, для концентрированной ЭЭС был разработан ПН в виде интегральной вероятности появления дефицита генерирующей мощности (J_d), который пропорционален производной от компенсационных затрат в виде математического ожидания ущерба от недоотпуска электроэнергии. Это позволяет использовать его для целей нормирования, так как оптимальной величине оперативного резерва мощности соответствует интегральная вероятность появления дефицита мощности, определяемая выражением:

$$J_d^{\text{отп}} = \frac{Z_R^{\text{уд}}}{y_0 T_p},$$

где $Z_R^{уд}$ – удельные затраты в резервную мощность (руб./кВт); y_0 – удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям (руб./кВт·ч); T_p – расчетный период времени, обычно принимаемый равным году.

Существует мнение, что применение любых нормативов надежности в условиях либерализации электроэнергетики приводит к ущемлению интересов субъектов рынка электроэнергии, стремлению одного субъекта решать свои проблемы за счет других [4]. Для условий эксплуатации энергосистемы с этим нельзя не согласиться. Здесь надежность является не только свойством объекта, но и услугой, влияющей на финансово-экономические показатели энергокомпаний.

Процесс определения ПН ЭЭС независимо от принципов управления можно условно разделить на два этапа. Первый состоит в моделировании случайных состояний системы, вызванных аварийными выходами основного генерирующего и сетевого оборудования и случайными изменениями нагрузки. Второй – в оценке сформированного состояния на предмет обеспечения потребителей мощностью при соблюдении ограничений как режимного характера, так и договорного. Для условий рыночных отношений первый этап практически не претерпевает изменений по отношению к вертикально-интегрированной системе управления. Основные изменения при моделировании рыночных отношений в задаче оценки ПН происходят при решении второго этапа.

Величины дефицита мощности в объединении ЭЭС, входящих в ОЗДУ, а, следовательно, и вероятности их появления в значительной степени зависят от принципов его распределения. В статье из множества возможных принципов рассмотрены два: коллективный, характерный для условий централизованного управления в объединении ЭЭС (плановая экономика), и локальный, применяемый при рыночных отношениях.

1.1. Сравнение коллективного и локального принципов. Первый состоит в коллективной компенсации дефицитов мощности путем ввода ограничения нагрузки во всех регионах, включая даже избыточные, если они влияют на системный дефицит мощности ЭЭС. Второй отличается от первого тем, что компенсация дефицита мощности в отдельных регионах производится за счет использования только избытков мощности других фрагментов объединения. Для понимания принципов распределения дефицитов мощности (РДМ), их физической сущности и влияния на показатели надежности рассмотрим одно из сформированных случайных состояний для гипотетической схемы объединения ЭЭС, представленной на рис. 1. Здесь в зависимости от принципа РДМ, коллективного (рис. 1, *а*) и локального (рис. 1, *б*), представлены значения величин генерирующей мощности и нагрузки для узлов ЭЭС и пропуск-

ных способностей связей в прямом (+) и обратном (-) направлениях (числитель) и решение по обеспечению нагрузки (знаменатель).

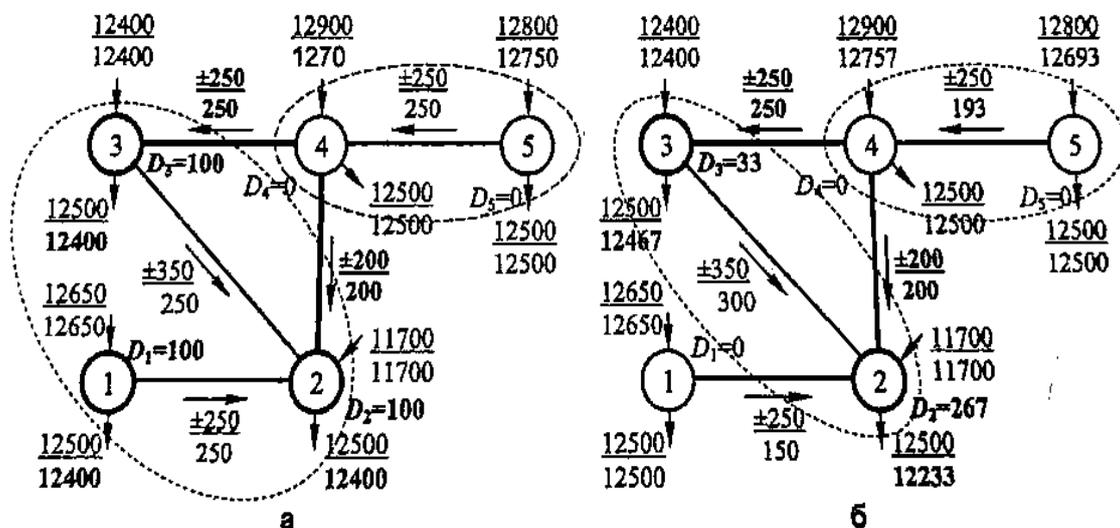


Рисунок 1 – Принципы распределения дефицита мощности:
а – коллективный, б – локальный

Системный дефицит мощности в объединении ЭЭС составляет 300 МВт. Большими пунктирными овалами выделены узлы, в которые возможно распределить этот дефицит при коллективном (рис. 1, а) и локальном (рис. 1, б) принципах РДМ. Результаты показывают, что с вероятностью существования рассматриваемого состояния, системный дефицит мощности определяют при коллективном принципе узлы 1, 2 и 3, при локальном – только узлы 2 и 3. Для любого из рассмотренных принципов РДМ бездефицитными являются узлы 4 и 5. Их избытки мощности составляют 700 МВт и не могут быть в полном объеме использованы в дефицитных узлах, так как связи, соединяющие эти узлы с дефицитной частью системы (2–4 и 3–4), перегружены (перетоки мощности по ним выходят на границы своих ПС – 200 и 250 МВт соответственно).

В условиях централизованного управления было не важно, какие конкретно избыточные узлы будут помогать дефицитным. На рис. 1, а показано одно из возможного множества решений в избыточной части ЭЭС, выделенных также пунктирным овалом (узлы 4 и 5). В рыночных условиях становятся актуальными вопросы распределения выдачи избытков мощности, так как тарифный план аварийной взаимопомощи генерирующим компаниям на рынке системных услуг гораздо выгоднее такового для условий нормального функционирования ЭЭС. На рис. 1, б, показано решение, когда генерирующие мощности распределяются пропорциональна имеющимся избыткам.

1.2. Влияние принципов РДМ на выбор средств обеспечения надежности. Неоднозначность распределения дефицита мощности и отсюда, неоднозначность вероятностных ПН указывает на невозможность применения последних для целей нормирования в объединении, состоящем из нескольких узлов. Однако при принятии коллективного принципа РДМ дефицитными для любого случайного состояния системы являются только те узлы, которые влияют на системный дефицит мощности. Так, для схемы (рис. 1, *а*) сколь угодно малое приращение генерирующей мощности в узлах 1, 2 или 3, или ПС связей 2–4 и 3–4 в равной степени сказывается на снижении системного дефицита мощности. Это говорит о том, что именно эти узлы и связи для рассматриваемого случайного состояния определяют дефицит мощности в объединении ЭЭС и могут соответствующим влиянием на их параметры (резервы мощности узлов, ПС связей) потенциально его изменить. Этого нельзя сказать об узлах 4 и 5 и остальных связях (1–2, 2–3 и 4–5), так как сколь угодно малые приращения их параметров никоим образом не влияют на изменения величины системного дефицита мощности.

Таким образом, применение коллективного принципа РДМ позволяет для каждого, сформированного методами статистического моделирования или комбинаторики, случайного состояния однозначно определить узлы и связи, потенциально влияющие на изменение системного дефицита мощности. Случайные состояния обладают определенными вероятностями существования. Накапливая вероятности случайных состояний для узлов (ОЗДУ) и связей ЭЭС, когда они определяют системный дефицит мощности, можно однозначно определить интегральные (суммарные) вероятности потенциального дефицита мощности в них [6, 7]. По физической сущности они адекватны интегральным вероятностям дефицита мощности концентрированной ЭЭС в выражении (2). При коллективном принципе РДМ выделение в объединении ЭЭС узлов и связей, влияющих на системный дефицит мощности, легко достигается анализом двойственных оценок линейного программирования [9]. Для рассмотренного примера (рис. 1, *а*) дефицит мощности распределяется в узлы 1, 2, 3, и их двойственные оценки, также как и связей 2–4, 3–4, равны единице. При использовании локального принципа РДМ определение узлов, в которые распределен дефицит мощности, осуществляется анализом полученного решения, в примере дефицитными являются только узлы 2 и 3, перегруженными – связи 2–4 и 3–4 (рис. 1, *б*).

В результате отработки этапов формирования случайных состояний генерирующей мощности и оценки этих состояний на предмет возникновения дефицита мощности определяются показатели надежности:

– математическое ожидание (м.о.) недоотпуска электроэнергии $M[\Delta W]_j$, для j -х ЭЭС объединения

$$M[\Delta W]_j = T_p \sum_{u=1}^U Q_u \sum_{z=1}^Z Q_z \sum_{k=1}^K Q_k D_j^{u,z,k}; \quad (3)$$

– интегральные вероятности потенциально возможного дефицита мощности $J_{\partial_j}^{\Pi}$ или бездефицитной работы $\rho_j^{\Pi} = 1 - J_{\partial_j}^{\Pi}$

$$J_{\partial_j}^{\Pi} = \sum_{u=1}^U Q_u \sum_{z=1}^Z Q_z \sum_{k=1}^K Q_k m_j^{u,z,k}; \quad (4)$$

– интегральные вероятности реального (рыночного) дефицита мощности $J_{\partial_j}^{\text{P}}$ или бездефицитной работы $\rho_j^{\text{P}} = 1 - J_{\partial_j}^{\text{P}}$

$$J_{\partial_j}^{\text{P}} = \sum_{u=1}^U Q_u \sum_{z=1}^Z Q_z \sum_{k=1}^K Q_k d_j^{u,z,k}, \quad d_j^{u,z,k} = \begin{cases} 1, & \text{при } D_j^{u,z,k} > 0; \\ 0, & \text{при } D_j^{u,z,k} = 0, \end{cases} \quad (5)$$

где T_p – интервал длительности расчетного периода, обычно 8 760 час; Q_u и Q_z – относительные длительности существования u -го и z -го временного интервала изменения нагрузки; Q_k – вероятность существования k -го случайного состояния системы на u -м сезонном и z -м суточном изменении нагрузки; $D_j^{u,z,k}$ – дефицит мощности j -го узла на z -м суточном и u -м сезонном изменениях нагрузки; $m_j^{u,z,k}$ – двойственная оценка линейного программирования для j -го узла, равная единице, когда генерирующая мощность узла влияет на изменение системного дефицита мощности, и нулю, в противном случае; U, Z – число соответственно сезонных и суточных интервалов изменения нагрузки; K – число моделируемых методами статистического моделирования или комбинаторики случайных состояний в ЭЭС.

Для оценки участия каждой ОЗДУ объединения в процессе взаимопомощи в аварийных ситуациях в условиях рыночных отношений вводятся дополнительные показатели, которые характеризуют математические ожидания сокращения объема ограничений j -й ОЗДУ за счет получения избытков мощности из объединения ($\Delta M[\Delta W]_j^{\Pi}$) и выдачи электроэнергии j -й ОЗДУ для взаиморезервирования при дефиците мощности в объединении ($\Delta M[\Delta W]_j^{\text{B}}$):

$$M[\Delta W]_j^{\Pi} = T_p \sum_{u=1}^U Q_u \sum_{z=1}^Z Q_z \sum_{k=1}^K Q_k \sum_{l \in \Theta} P_l^L, \quad \sum_{l \in \Theta} P_l^L > 0;$$

$$M[\Delta W]_j^{\text{B}} = T_p \sum_{u=1}^U T_u \sum_{z=1}^Z Q_z \sum_{k=1}^K Q_k \sum_{l \in \Theta} P_l^L, \quad \sum_{l \in \Theta} P_l^L < 0,$$

где Θ – множество l -х связей, соединенных с j -м узлом.

Эти показатели влияют на величину $Z_{\text{ком}}(\Pi)$ функционала (1), а следовательно, и на результаты выбора средств обеспечения надежности и, как и показатель $\Delta M[\Delta W]_j$ (3), зависят от принятого принципа распределения дефицитов и избытков мощности между ОЗДУ объединения ЭЭС.

Интегральные вероятности *потенциального* дефицита мощности для j -го объединения ЭЭС $J_{\Theta(\Pi)_j}$ пропорциональны производной от компенсационных затрат в виде математического ожидания ущерба от недоотпуска электроэнергии. Именно это позволяет использовать их для целей нормирования ПН.

В условиях рыночных отношений в электроэнергетике необходимо в показателе компенсационных затрат $Z_{\text{ком}}(\Pi)$ функционала (1) помимо математического ожидания ущербов от ненадежности электроснабжения учитывать и затраты на получение аварийной мощности на рынке системных услуг, не предусмотренной договорами между j -ми ОЗДУ объединения. Стоимость покупки электроэнергии ($\Delta M[\Delta W]_j^{\Pi}$) на таком рынке (c_a) безусловно дороже оговоренной в двухсторонних договорах. Каким образом учет данной составляющей сказывается на выборе оптимальных средств обеспечения надежности – резервов мощности и ПС связей, можно понять, проведя серию оптимизационных расчетов минимизации функционала (1). Соответствующие расчеты по обоснованию средств обеспечения надежности были проведены на реальных схемах.

УДК 621.317

М.А. Анкуда, ст. преп.; Д.С. Карпович, доц., канд. техн. наук;
Н.М. Олиферович, ст. преп. (БГТУ г. Минск)

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ШУМОВОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ СИГНАЛА В ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯХ ДЛЯ ПОЛУПРОВОДНИКОВЫХ СЕНСОРОВ

Свойством резистивного полупроводникового сенсора, зависящим от концентрации газовой примеси, является электропроводность чувствительного слоя, в качестве которого используется поликристаллическая пленка полупроводниковых оксидов металла. Выходным аналитическим сигналом резистивного сенсора служит либо величина сопротивления чувствительного слоя, либо аналоговый сигнал по напряжению [1].

Сенсор можно представить в виде шумящего резистора, который можно представить в виде эквивалентной схемы с последова-