

Экономико-математическая модель надежности энергосистем и электрических сетей¹

НЕПОМНЯЩИЙ В.А.

Предложены экономико-математическая модель надежности электроэнергетической системы и электрических сетей и модель развития системных аварий, позволяющие аналитически определять основные технико-энергетические и экономические показатели надежности работы энергосистемы с учетом конфигурации электрической сети, размещения генерирующих мощностей и электрических нагрузок, электрических режимов и статической устойчивости работы электрических сетей, а также конфигурации суточных и годовых графиков нагрузок потребителей. Расчеты завершаются оценкой среднегодовых значений недоотпуска электроэнергии и экономических потерь (ущербов) потребителям от нарушений их электроснабжения.

Ключевые слова: электрическая сеть, режим, надежность, статическая устойчивость, системная авария, недоотпуск электроэнергии, моделирование

При проектировании схем развития электроэнергетических систем (ЭЭС) и их объединений (ОЭС), электрических сетей и схем электроснабжения производственных предприятий, а также при краткосрочном планировании и диспетчерском управлении электроэнергетическими системами и их режимами возникает необходимость решения ряда задач, связанных с обоснованием оптимального уровня надежности электроснабжения потребителей.

К таким задачам относятся определение оптимального значения резерва генерирующей мощности и его распределение между электростанциями, обоснование оптимального уровня надежности и пропускной способности магистральных электрических сетей, оптимизация надежности распределительных сетей и схем электроснабжения предприятий. В эту группу задач входят также выбор и обоснование оптимального уровня «живучести» ЭЭС, если под этим термином понимать свойство энергосистемы противостоять крупным возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением электроснабжения потребителей.

Решение этих задач в современных условиях разделения энергосистем на независимые части

An economical-mathematical model for analyzing the reliability of an electric power system and electric networks and a model for simulating the development of system failures are proposed, using which the main power engineering and economic indicators characterizing the reliability of power system operation can be analytically determined taking into account the configuration of electric network, placement of generating capacities and electrical loads, electrical operating modes, and steady-state stability of electric network operation, as well as configurations of daily and annual load curves of consumers. The calculations are finished with estimating annual average undersupply of electric energy and economic loss (damage) inflicted to consumers due to interruption of power supply.

Key words: electric network, operating mode, reliability, steady-state stability, system failure, undersupply of electric energy, simulation

(выделение в качестве самостоятельно хозяйствующих субъектов генерирующих мощностей, магистральных и распределительных сетей, сбыта электроэнергии) осложняется резким снижением, а в ряде случаев и потерей административного управления и резкого ухудшения технологического и экономического управления электроэнергетикой как технологически единым комплексом.

Поэтому одним из наиболее эффективных управляющих воздействий на технологически все еще единую электроэнергетическую систему является усиление экономической взаимосвязи и взаимответственности между генерирующими компаниями, магистральными и распределительными сетями, энергосбытовыми организациями, потребителями энергии и органами диспетчерского управления с использованием таких технико-экономических рычагов, как надежность функционирования ЭЭС в целом, инвестиций в ее обеспечение на оптимальном уровне и ущерба потребителям от нарушений их электроснабжения.

Основные показатели надежности энергосистем и их электрических сетей. Согласно основным положениям теории надежности под надежностью работы электроэнергетической системы следует понимать ее свойство сохранять способность выполнения предназначенных функций в любом интервале

¹ В порядке обсуждения. Ред.

времени независимо от воздействия внешних условий.

В качестве основных технических и энергетических показателей надежности электроэнергетической системы будем рассматривать:

а) вероятность пребывания системы в неисправных состояниях Q_c ; эта вероятность характеризуется долей времени (года), в течение которого хотя бы один из ее элементов находится в состоянии аварийного или планового ремонта;

б) вероятность пребывания системы в исправных состояниях $P_c = 1 - Q_c$ или доля времени (года), когда все элементы системы находятся в рабочем состоянии;

в) вероятность ограничения нагрузки энергосистемы $Q_c^{огр}$ и энергоузла (подстанции) $Q_i^{огр}$, характеризующая вероятность того, что за время пребывания в неисправном состоянии произойдет ограничение нагрузки потребителей (рис. 1);

г) математическое ожидание (среднее значение) степени ограничения нагрузки энергосистемы в целом $\bar{\epsilon}_c$ и отдельного энергоузла (подстанции) $\bar{\epsilon}_i$ или средняя доля недополученной потребителями максимальной нагрузки (рис. 1);

д) относительный недоотпуск электроэнергии потребителям за время нарушения электроснабжения по энергосистеме $\Delta \bar{\Delta}_c^*$ и отдельного энергоузла (подстанции) $\Delta \bar{\Delta}_i^*$ или доля планового объема потребления электроэнергии, недополученной потребителями в течение некоторого промежутка времени, например года (рис. 2);

е) среднегодовой (вероятный) ущерб потребителям от нарушений их электроснабжения $Z_{ущ}$.

Структура экономико-математической модели надежности энергосистемы и ее электрических сетей. Предлагаемая вероятностная экономико-математическая модель надежности энергосистемы со сложной электрической сетью состоит из трех частей. *Первая часть* – экономическое обоснование оптимального резерва мощности в концентрированной энергосистеме – является одной из наиболее ранних задач надежности².

Решению этой задачи посвящен большой ряд исследований, из которых наибольшее применение нашли работы Г.А.Волкова, Г.Н. Лялика, В.И.Урванцева и других, использовавших идею [2] об экономическом обосновании норматива интегральной вероятности бесперебойного электроснабжения потребителей.

²Под концентрированной энергосистемой согласно [1] принято понимать энергосистему с высокой пропускной способностью магистральной электрической сети, обеспечивающей передачу мощности в любую точку энергосистемы во всех режимах ее работы.



Рис. 1. Ограничение нагрузки энергосистемы (энергоузла) при отказе ее элемента

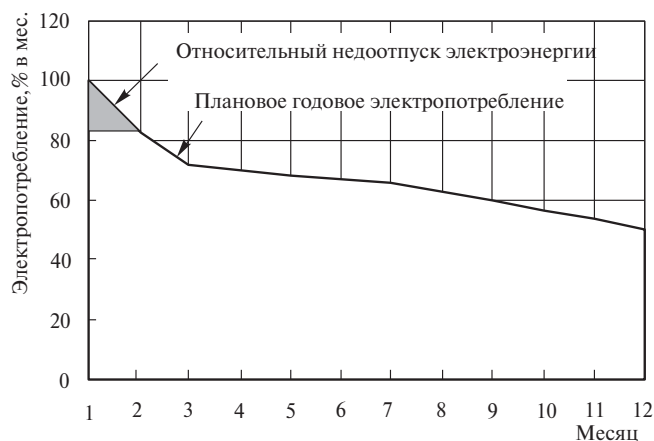


Рис. 2. Годовой график потребления электроэнергии по продолжительности

Предлагаемая методика расчета оптимального размера резерва мощности в энергообъединении отличается от известных методов учетом трех существенных дополнительных факторов:

- 1) случайный характер прогноза нагрузки энергосистемы (энергообъединения);
- 2) зависимость удельного ущерба потребителям от степени ограничения нагрузки энергосистемы и характера ограничения: аварийного, с предупреждением, планового;
- 3) комплексное определение резерва, включающего в себя нагрузочный (для регулирования частоты), аварийный (для компенсации отказов энергоагрегатов) и стратегический (для обеспечения незапланированного роста электропотребления).

При этом в качестве критерия оптимальности приняты максимум валового внутреннего продукта (ВВП) при выборе оптимального резерва мощности для ЕЭС России или валового регионального продукта (ВРП) при оптимизации резерва мощности для регионального энергообъединения, а также

экономически обоснованный объем инвестиций в повышение надежности генерирующей мощности энергосистемы.

Во второй части модели формируются различные неисправные состояния агрегатов электростанций и элементов электрических сетей энергосистемы, проводятся расчеты электрических режимов в этих состояниях с учетом пропускной способности электрических сетей по максимальному току и по статической устойчивости, осуществляется оптимизация этих режимов с вводом в допустимую область по предельному току и по статической устойчивости. При недостаточном регулирующем диапазоне генерирующих мощностей (электростанций, синхронных компенсаторов) по активной и реактивной мощности вводятся выборочные ограничения нагрузок потребителей.

Кроме того, в этой же части модели определяются минимально необходимые ограничения нагрузок потребителей в узлах электрической сети в послеаварийных и ремонтных режимах работы с соблюдением условий баланса мощности и ограничений по пропускной способности сети. При этом в зависимости от класса рассматриваемой сети — системообразующая или распределительная сеть — ее пропускная способность будет характеризоваться пределом статической устойчивости или предельно допустимыми токами в линиях электропередачи и трансформаторах, а также уровнями напряжения в узлах сети.

Третья часть модели определяет вероятности переходов агрегатов электростанций и элементов электрической сети энергосистемы в состояния, приводящие к ограничениям нагрузок потребителей, вероятности самих ограничений нагрузок, средние значения и длительности этих ограничений, а также абсолютный и относительный недоотпуск электроэнергии и экономический ущерб потребителям. При этом учитываются виды ограничений нагрузок: аварийные (внезапные), с предупреждением потребителей, плановые (при проведении ремонтных работ), так как различные виды ограничений нагрузок вызывают различные экономические последствия от максимальных (аварийное ограничение) до минимальных (плановые).

Оптимизация резерва мощности в концентрированной энергосистеме. Методика определения оптимального значения резерва мощности в концентрированной энергосистеме (энергообъединении) принципиально заключается в вычислении математического ожидания ущерба национальной экономике из-за возникновения случайных дефицитов мощности при последовательно увеличиваемых значениях располагаемой мощности ЭЭС за вычетом ремонтного резерва и его сопоставлении с измене-

нием ВВП (или ВРП региона, обслуживаемого данным региональным энергообъединением). Одновременно необходимо контролировать размер необходимых инвестиций, ограниченных экономически допустимым объемом вложений в резервирование генерирующей мощности энергообъединения.

Математическое ожидание ущерба национальной экономике при аварийных снижениях располагаемой мощности энергообъединения или случайных превышениях нагрузки над расчетным значением $\bar{N}_{\text{нгр}}^c$ определим по выражению

$$\bar{Z}_{\text{ущ}}^c = \bar{Z}_{\text{ущ}}^{\text{деф}} + \bar{Z}_{\text{ущ.рем}}, \quad (1)$$

где $\bar{Z}_{\text{ущ}}^{\text{деф}}$ — ущерб потребителям из-за дефицита мощности в энергосистеме; $\bar{Z}_{\text{ущ.рем}}$ — ущерб энергосистеме, обусловленный аварийными ремонтами поврежденного энергетического оборудования электростанций; здесь и далее верхний или нижний индекс «с» — энергосистема.

Ущерб потребителям из-за дефицита мощности в энергосистеме можно определить по выражению

$$\bar{Z}_{\text{ущ}}^{\text{деф}} = T \bar{N}_{\text{нгр}}^c \bar{\varepsilon}_c^{\text{деф}} \gamma(\bar{\varepsilon}_c^{\text{деф}}) Q_{\text{деф}}^{\text{огр}}(\bar{N}_{\text{нгр}}^c) \tilde{Y}_{\text{ущ}}^c(\bar{\varepsilon}_c^{\text{деф}}), \quad (2)$$

где T — число часов в году (8760 ч); $\bar{N}_{\text{нгр}}^c$ — расчетное максимальное значение нагрузки энергосистемы (энергообъединения); $\bar{\varepsilon}_c^{\text{деф}}$ — математическое ожидание степени ограничения нагрузки энергосистемы при возникновении дефицитов мощности из-за отказов агрегатов электростанций; $\gamma(\bar{\varepsilon}_c^{\text{деф}})$ — плотность ограничиваемой части графика нагрузки при данной степени ее ограничения; $Q_{\text{деф}}^{\text{огр}}(\bar{N}_{\text{нгр}}^c)$ — вероятность ограничения нагрузки энергосистемы; $\tilde{Y}_{\text{ущ}}^c(\bar{\varepsilon}_c^{\text{деф}})$ — средневзвешенный системный удельный ущерб из-за дефицита мощности в ЭЭС при аварийных, с предупреждением и плановых ограничениях нагрузки энергосистемы.

Ущерб энергосистеме, обусловленный аварийными ремонтами поврежденного энергетического оборудования электростанций $\bar{Z}_{\text{ущ.рем}}$, можно вычислить по выражению

$$\bar{Z}_{\text{ущ.рем}} = \sum_{i=1}^{i=m_{\text{рез}}} c_{\text{рез}i}^{\text{агр}} \lambda_{\text{агр}}^{\text{ав}}, \quad (3)$$

где $c_{\text{рез}i}^{\text{агр}}$ — стоимость одного аварийного ремонта i -го резервного агрегата; $\lambda_{\text{агр}}^{\text{ав}}$ — среднегодовая частота отказов i -го резервного агрегата.

Для определения математического ожидания степени ограничения нагрузки энергосистемы $\bar{\varepsilon}_c^{\text{деф}}$ при возникновении дефицитов мощности из-за отказов агрегатов электростанций используем композицию нормального закона распределения отклонений максимумов нагрузки энергосистемы от среднего (расчетного) значения и пуассоновского закона распределения числа (мощности) отказавших энергоагрегатов. Тогда средний небаланс мощности в энергосистеме (математическое ожидание)

$$\bar{z}_{\text{ср}} = \bar{N}_{\text{нгр}}^c - \bar{N}_c^{\text{рсп}} = \bar{N}_{\text{нгр}}^c - \sum_{i=1}^{n_{\text{агр}}} (1-q_i) N_{\text{агр}i}, \quad (4)$$

где $N_{\text{агр}i}$ – мощность i -го энергоагрегата; q_i – вероятность аварийного состояния i -го энергоагрегата; $n_{\text{агр}}$ – число энергоагрегатов в расчетной схеме.

Среднеквадратичное отклонение небаланса мощности в энергосистеме при этом определится как

$$\sigma_z^{\text{ср}} = [(\bar{N}_{\text{нгр}}^c \sigma_N^{*\text{ср}})^2 + \sum_{i=1}^{n_{\text{агр}}} q_i (1-q_i) N_{\text{агр}i}^2]^{0,5}, \quad (5)$$

где $\sigma_N^{*\text{ср}}$ – относительное среднеквадратичное отклонение максимума нагрузки энергосистемы от прогнозного (расчетного) значения, равное

$$\sigma_N^{*\text{ср}} = 0,017 + 33,3 / \bar{N}_{\text{нгр}}^c$$

при $10^3 \leq \bar{N}_{\text{нгр}}^c \leq 10^5$ МВт. (6)

Далее, исходя из нормального распределения дефицита мощности в энергосистеме в час максимума нагрузки, получим:

а) вероятность возникновения дефицита мощности

$$Q_{\text{деф}}^{\text{огр}}(N_{\text{нгр}}^c) \approx \frac{1}{2} \left[1 + \Phi \left(\frac{\bar{z}_{\text{ср}}}{\sigma_z^{\text{ср}} \sqrt{2}} \right) \right]; \quad (7)$$

б) математическое ожидание дефицита мощности в энергосистеме

$$M[z_{\text{ср}}] = \bar{z}_{\text{ср}} + \sigma_z^{\text{ср}} \sqrt{\frac{2}{\pi}} \frac{e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{z_{\text{ср}}}{\sigma_z^{\text{ср}}} \right)^2}}{1 + \Phi \left(\frac{z_{\text{ср}}}{\sigma_z^{\text{ср}} \sqrt{2}} \right)}, \quad (8)$$

где $\Phi \left(\frac{z_{\text{ср}}}{\sigma_z^{\text{ср}} \sqrt{2}} \right)$ – интеграл вероятностей;

в) математическое ожидание степени ограничения нагрузки

$$\bar{\varepsilon}_c^{\text{деф}} = M[z_{\text{ср}}] / \bar{N}_{\text{нгр}}^c. \quad (9)$$

Плотность ограничиваемой части графика нагрузки при данной степени ее ограничения $\gamma(\bar{\varepsilon}_c^{\text{деф}})$ косвенно характеризует вероятность совпадения вероятного времени простоев энергоагрегата со спросом на нагрузку. Этот параметр зависит от точной и годовой конфигурации графика нагрузки энергосистемы (энергообъединения), определяемой отраслевой структурой электрических нагрузок энергосистемы, степени ограничения ее максимальной нагрузки и хорошо аппроксимируется функцией степенного вида:

$$\gamma(\bar{\varepsilon}_c^{\text{деф}}) = k \bar{\varepsilon}_c^{\text{деф}^S}, \text{ отн. ед.} \quad (10)$$

Средневзвешенный системный удельный ущерб из-за дефицита мощности в ЭЭС при аварийных ограничениях нагрузки энергосистемы зависит от отраслевой структуры электрических нагрузок энергосистемы и степени ограничения ее нагрузки и хорошо аппроксимируется степенной зависимостью вида:

$$\tilde{Y}_{\text{ущ}}^c(\bar{\varepsilon}_c^{\text{деф}}) = a \bar{\varepsilon}_c^{\text{деф}^b} + c, \text{ руб./кВтч.} \quad (11)$$

В частности, для одной из энергосистем значение функции (11) равно

$$\tilde{Y}_{\text{ущ}}^c(\bar{\varepsilon}_c^{\text{деф}}) = 546,0 \bar{\varepsilon}_c^{\text{деф}^{1,3}} + 32,0, \text{ руб./кВтч.}$$

Для определения оптимального резерва мощности в энергосистеме (энергообъединении) воспользуемся критериями эффективности повышения надежности.

1. По условию максимума произведенного ВВП:

$$\rho = \frac{Z_{\text{ущ}}^c(K_{\text{рез}}) - Z_{\text{ущ}}^c(K_{\text{рез}} + \Delta K_{\text{рез}})}{\Delta K_{\text{рез}}} \geq \rho_{\text{min}}, \quad (12)$$

где числитель – снижение ущерба национальной (региональной) экономике из-за дефицита мощности в энергосистеме (энергообъединении), обусловленное приростом инвестиций в увеличение резерва мощности на $\Delta K_{\text{рез}}$; ρ_{min} – минимально допустимая эффективность прироста инвестиций в повышение надежности энергосистемы (энергообъединения); при прогнозном соотношении раз-

меров ВВП и инвестиций в основной капитал на период 2006–2010 гг. $\rho_{\min} = 4,0 \div 4,1$ руб./руб.

2. По условию ограниченности инвестиций в резервирование генерирующей мощности энергосистемы (энергообъединения) экономически допустимым объемом этих вложений:

$$E_{\text{рез}}^{(K)} = \frac{\bar{Z}_{\text{ущ}}^c(K_{\text{рез}})}{K_{\text{рез}}} \geq \bar{E}_{\text{нац.эк}}, \quad (13)$$

где $\bar{E}_{\text{нац.эк}}$ – средний по национальной экономике коэффициент эффективности инвестиций в производственную сферу, определяемый как отношение прироста ВВП к инвестициям в производственную сферу с учетом временного лага в два–три года.

Оптимизация послеаварийных и ремонтных установившихся режимов работы сети. Для решения второй части задачи в модели использован корректный и эффективный в вычислительном аспекте экспресс-метод расчета электрического режима с оценкой статической устойчивости и вводом в допустимую область, основанный на декомпозиции $P \rightarrow \delta$, $Q \rightarrow U$ предложенной в [3]. Для оценки статической (апериодической) устойчивости послеаварийного установившегося режима энергосистемы использован корректный и эффективный критерий перемены знака якобиана системы уравнений установившегося режима. Подробно этот алгоритм изложен в [4, 5].

Вероятность ограничения нагрузки потребителей будет определяться произведением вероятности перехода электрической сети в состояние с заданным составом неисправных элементов (аварийных или плановых ремонтов линий электропередачи, трансформаторов и распределительных устройств) и вероятности возникновения в этот период спроса на нагрузку. Вероятность же возникновения спроса на нагрузку зависит от конфигурации суточного и годового графиков нагрузки и их плотности.

В ранее публиковавшихся версиях модели надежности электрических сетей [6, 7] расчеты надежности проводились для следующих состояний электрической сети: отказ или плановый ремонт одного из элементов электрической сети (линии электропередачи, трансформатора), совпадение аварийных и аварийно-плановых ремонтов двухцепных линий электропередачи, двух параллельных цепей, проходящих по одной или разным трассам, двух трансформаторов на одной подстанции. В данной версии модели надежности электрических сетей в дополнение к перечисленным неисправным состояниям рассматриваются также и сочетания по два отказа или отказов и плановых ремонтов независимых (в смысле надежности) элементов элек-

трических сетей: две линии электропередачи, два трансформатора на разных подстанциях, линия электропередачи и трансформатор. Число таких сочетаний

$$n_{\text{НЗВ}}^{\text{от}} = \frac{n_{\text{эл}}(n_{\text{эл}} - 1)}{2},$$

где $n_{\text{эл}}$ – число элементов в расчетной схеме электрических сетей (при этом предусмотрено исключение ситуаций с вероятностью менее 10^{-6} отн. ед. или другого заданного нормированного значения).

Необходимо также рассматривать аварийные отказы распределительных устройств подстанций (погашение ОРУ), приводящие к отключению всех присоединенных к ним элементов и нарушению транзита мощности через подстанцию.

При переходах энергосистемы в неисправные состояния могут возникнуть общесистемные или локальные дефициты мощности, которые, в свою очередь, приведут к необходимости ограничения нагрузки потребителей.

Общесистемные дефициты мощности могут быть вызваны потерей части генерирующей мощности в результате аварийных или плановых ремонтов агрегатов электростанций или элементов схем выдачи их мощности.

Возникновение локальных дефицитов мощности связано со снижением пропускной способности отдельных звеньев электрической сети при отключении ее элементов, со снижениями генерирующих мощностей в узлах при недостаточной пропускной способности основной сети энергосистемы, а также при совпадении этих ситуаций.

Ликвидация энергетических последствий нарушений работы электростанций и электрических сетей может быть осуществлена сочетанием максимально возможного использования резервов генерирующей мощности электростанций и пропускной способности электрических сетей с ограничениями (в последнюю очередь) нагрузок потребителей. В последнем случае необходимо обеспечивать минимальные экономические потери у потребителей электроэнергии.

Для решения этой задачи необходим корректный и эффективный в вычислительном аспекте экспресс-метод, позволяющий реализовать в приемлемое время массовые расчеты установившихся режимов (нормальных, послеаварийных, ремонтных) с достаточно высокой по точности оценкой их статической устойчивости и осуществлять в случае необходимости ввод этих режимов в допустимую по напряжению и устойчивости область с минимальными ограничениями электрических нагрузок потребителей.

Таковыми качествами обладает метод расчета установившегося режима с декомпозицией $P \rightarrow \delta$, $Q \rightarrow U$. Предлагаемые в этом алгоритме упрощения вытекают из физических свойств электрической системы, выражающихся в «сильной» связи между активной мощностью P и фазовым углом напряжения δ , между реактивной мощностью Q и модулем напряжения U при «слабой» связи между P и U и между Q и δ .

С учетом этого будем применять в расчетах электрических режимов упрощенную матрицу Якоби:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \Phi'}{\partial \delta} & \frac{\partial \Phi'}{\partial U} \\ \frac{\partial \Phi''}{\partial \delta} & \frac{\partial \Phi''}{\partial U} \end{bmatrix} \approx \begin{bmatrix} \frac{\partial \Phi'}{\partial \delta} & 0 \\ 0 & \frac{\partial \Phi''}{\partial U} \end{bmatrix},$$

где Φ' и Φ'' – вещественная и мнимая составляющие уравнения установившегося режима, записанные в форме балансов активных и реактивных мощностей P и Q соответственно.

Такое упрощение матрицы Якоби сводит определение параметров установившегося режима к решению двух независимых подсистем:

$$\left[\frac{\partial \Phi'}{\partial \delta} \right] \Delta \delta = -\Phi'; \quad \left[\frac{\partial \Phi''}{\partial U} \right] \Delta U = -\Phi''.$$

Принимая во внимание, что в сетях 110 кВ и выше активное сопротивление существенно меньше реактивного, можно пренебречь активной проводимостью сети и использовать в расчетах симметричную матрицу реактивных узловых проводимостей $[Y]$.

Целесообразно также зарядные мощности линий электропередачи и мощности шунтирующих реакторов включить в состав реактивных нагрузок узлов.

С учетом этих упрощений вещественная и мнимая составляющие уравнений установившегося режима в форме балансов мощностей запишутся как функции модулей напряжения U и фазовых углов δ :

$$\begin{aligned} \Phi''(U, \delta) &= \sum_{k \neq i}^{n_y} U_i U_k Y_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) - P_i^{\text{HГР}} + P_i^{\text{ГЕН}} = 0; \\ \Phi'(U, \delta) &= Y_{ii} U_i^2 - \sum_{k \neq i}^{n_y} U_i U_k Y_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) - \\ &\quad - Q_i^{\text{HГР}} + Q_i^{\text{ГЕН}} = 0, \end{aligned}$$

где Y_{ii} и Y_{ik} – элементы матрицы реактивных узловых проводимостей; $P_i^{\text{HГР}}$ и $Q_i^{\text{HГР}}$ – активная и реактивная нагрузка потребителей в узлах; $P_i^{\text{ГЕН}}$ и $Q_i^{\text{ГЕН}}$ – активная и реактивная генерирующие мощ-

ности в узлах; n_y – число узлов в расчетной схеме сети.

Далее приводятся алгоритм расчета и расчетные формулы установившегося режима.

Первая полуитерация:

1) определение токов в узлах:

$$I'_i = Y_{ii} U_i'' - \sum_{k \neq i}^{n_y} Y_{ik} U_k''; \quad I''_i = -Y_{ii} + \sum_{k \neq i}^{n_y} Y_{ik} U'_k; \quad (14)$$

2) определение небалансов активной мощности в узлах:

$$\Delta P_i = U'_i I'_i + U''_i I''_i - P_i^{\text{HГР}} + P_i^{\text{ГЕН}}; \quad (15)$$

3) определение поправки к фазовым углам:

$$[\Delta \delta] = [\mathbf{X}] \left[-\frac{\Delta \mathbf{P}}{U^2} \right], \quad (16)$$

где $[\mathbf{X}] = [\mathbf{Y}]^{-1}$;

4) минимизация вектора поправок к фазовым углам:

$$F(P^{\text{ГЕН}}) = \sum \Delta \delta_i^2 (P^{\text{ГЕН}}) \rightarrow \min; \quad (17)$$

5) корректировка напряжений в узлах по фазовому углу:

$$U'_{(t+1)_i} = U'_{(t)_i} \cos(\Delta \delta_i) - U''_{(t)_i} \sin(\Delta \delta_i); \quad (18)$$

$$U''_{(t+1)_i} = U''_{(t)_i} \cos(\Delta \delta_i) + U'_{(t)_i} \sin(\Delta \delta_i).$$

Вторая полуитерация:

1) определение токов в узлах:

$$I'_i = Y_{ii} U_i'' - \sum_{k \neq i}^{n_y} Y_{ik} U_k''; \quad I''_i = -Y_{ii} + \sum_{k \neq i}^{n_y} Y_{ik} U'_k; \quad (19)$$

2) определение небалансов реактивной мощности в узлах:

$$\Delta Q_i = U'_i I'_i + U''_i I''_i - Q_i^{\text{HГР}} + Q_i^{\text{ГЕН}}; \quad (20)$$

3) определение вектора поправок к модулям напряжений:

$$[\Delta U] = [\mathbf{X}] \left[-\frac{\Delta \mathbf{Q}}{U^2} \right]; \quad (21)$$

4) корректировка напряжений по модулю:

$$U'_{(t+1)_i} = U'_{(t)_i} \left(1 + \frac{\Delta U_i}{U_i} \right); \quad (22)$$

$$U''_{(t+1)_i} = U''_{(t)_i} \left(1 + \frac{\Delta U_i}{U_i} \right).$$

5) ввод режима в допустимую по напряжению область:

$$F(Q^{\text{ген}}) = \sum_{i=1}^{n_y} \left[\frac{U_i(Q^{\text{ген}})}{U_i^{\text{max}}} - 1 \right]_{>0}^2 + \left[\frac{U_i^{\text{min}}}{U_i(Q^{\text{ген}})} - 1 \right]_{>0}^2 \rightarrow \min. \quad (23)$$

Минимизация приращений фазовых углов (17) осуществляется за счет изменения генерации активной мощности в узлах, а ввод режима в допустимую по напряжению область (23) проводится изменением генерации в узлах реактивной мощности генераторов и синхронных компенсаторов.

В обоих случаях наиболее эффективным в вычислительном аспекте является метод проекции градиента [8], усовершенствованный автором применительно к решениям рассматриваемых задач.

Ввод режима в допустимую по статической устойчивости область. Для определения статической (апериодической) устойчивости послеаварийного установившегося режима воспользуемся корректным и эффективным критерием перемены знака якобиана системы уравнений установившегося режима.

Известно, что якобиан системы линеаризованных уравнений, полученных из корректно составленных уравнений установившегося режима с учетом всех функциональных связей между нагрузками, частотой и напряжением, совпадает со свободным членом характеристического уравнения системы линеаризованных дифференциальных уравнений маловозмущенного движения системы. При отсутствии самораскачивания критерием статической устойчивости ЭЭС является равенство этого якобиана нулю, а область статической устойчивости системы определяется областью положительных значений якобиана. Для упрощения расчетов по выявлению области статической устойчивости режима системы рекомендуется сопоставлять знак якобиана со знаком заведомо устойчивого режима при его последовательном утяжелении. Первая же перемена знака якобиана будет свидетельствовать о нарушении статической (апериодической) устойчивости.

Для оценки статической устойчивости режима ЭЭС предположим, что:

1) все электростанции снабжены устройствами автоматического регулирования возбуждения (АРВ) сильного действия, обеспечивающими в избыточных по генерации узлах постоянство напряжения на шинах высшего напряжения электростанций;

2) все возникающие в энергосистеме аварийные небалансы мощности ликвидируются системой противоаварийной автоматики, и поэтому все послеаварийные режимы устанавливаются при номинальной частоте.

Якобиан системы уравнений установившегося режима в общем виде запишется в следующей форме:

$$D_{n_y} = \det \begin{bmatrix} \frac{\partial \Phi'}{\partial \delta} & \frac{\partial \Phi'}{\partial U} \\ \frac{\partial \Phi''}{\partial \delta} & \frac{\partial \Phi''}{\partial U} \end{bmatrix}.$$

В задачах надежности нас интересует не сам предел статической устойчивости ЭЭС, а выявление факта устойчивости или неустойчивости каждого исследуемого послеаварийного или ремонтного режима. Для этого следует сопоставлять знак якобиана исследуемого режима со знаком якобиана заведомо устойчивого режима.

С учетом принятых упрощений якобиан заведомо устойчивого режима, близкого к режиму холостого хода, определяется по формуле:

$$D_{n_y}^{\text{уст}} = \prod_{k=1}^{n_y} U_k \det[Y]_{n_y} \det[Y]_{n_y} = \prod_{k=1}^{n_y} U_k (\det[Y]_{n_y})^2 > 0,$$

поэтому отрицательный якобиан исследуемого послеаварийного установившегося режима будет свидетельствовать о нарушении статической (апериодической) устойчивости энергосистемы.

Нарушение статической устойчивости ЭЭС может быть вызвано также глубокими понижениями напряжения в узлах сети в послеаварийных режимах. При этом углы передачи мощности по линии могут еще не достигать предельных значений. Этот минимальный уровень напряжения составляет в среднем 75–80% номинального значения.

Отключение элементов ЭЭС кроме нарушения статической устойчивости может приводить к перегрузке по току линий электропередачи и трансформаторов, связывающих сети различного класса напряжения. Поэтому после расчета послеаварийного установившегося режима требуется его проверка на сохранение статической устойчивости и отсутствие перегрузки элементов схемы сети по току. При наличии же нарушений устойчивости или перегрузки сети по току режим необходимо ввести в допустимую область.

Математически эту задачу можно сформулировать следующим образом:

необходимо минимизировать функцию

$$F(P^{\text{НПР}}, P^{\text{ген}}) = -D_{n_y}(P^{\text{НПР}}, P^{\text{ген}}) + \sum_{j=1}^{n_B} \left[\left[\frac{\text{abs}(I_{\text{ВЛ}})}{I_{\text{ВЛ}}^{\text{НПР}}} - 1 \right]_{>0} \right]^2 \rightarrow \min \quad (24)$$

при ограничениях

$$U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max}; 0 \leq P_i^{\text{ген}} \leq P_i^{\max} \text{ для } i=1, \dots, n_y. \quad (25)$$

Режим будет считаться введенным в допустимую область, если выражение (24) будет равно нулю.

Ввод режима в допустимую область осуществляется в два этапа: *первый этап* – проводится перераспределение нагрузок между генерирующими источниками при ограничениях (25); если при этом (24) не будет равно нулю, то – переход ко *второму этапу* регулирования режима – выборочному ограничению нагрузок потребителей в узлах.

Выбор i -х узлов для ограничения их нагрузок при перегрузке j -й ветви осуществляется с использованием коэффициентов распределения токов $k_j^{(i)}$, вычисляемых на основе матрицы собственных и взаимных сопротивлений $[X]$ расчетной схемы сети.

Ток в перегруженной ветви j определим по выражению

$$I_j = \sum_{i=1}^{n_y} k_j^{(i)} I_y^{(i)},$$

где $I_y^{(i)}$ – результирующий ток в i -м узле.

Для ограничения нагрузок выбираются узлы с коэффициентами $k_j^{(i)}$, влияющими на разгрузку перегруженной j -й ветви до выполнения условия:

$$I_j = \text{abs} \sum_{i=1}^{n_y} k_j^{(i)} I_y^{(i)} - I_j^{\text{пр}} = 0.$$

Принципиальная схема алгоритма оптимизации установившегося режима энергосистемы и его ввода в допустимую область приведена на рис. 3.

Определение вероятностей аварийных и ремонтных состояний энергосистемы. При анализе надежности энергосистемы необходимо рассматривать нормальный, ремонтные и аварийные режимы работы энергосистемы.

Нормальный режим. Вероятность этого режима работы ЭЭС характеризуется ситуациями, когда все элементы энергосистемы исправны и находятся в рабочем состоянии. Вероятность такого состояния ЭЭС

$$Q_{\text{сх}}^{(0)} = \prod_{s=1}^{n_{\text{сх}}} (1 - q_s) \left(1 - \sum_{k=1}^{n_{\text{сх}}} v_k^{\text{пл}} \right), \quad (26)$$

где q_s – вероятность аварийного состояния s -го элемента; $v_k^{\text{пл}}$ – среднегодовая длительность плановых простоев r -го элемента или k -й группы одновременно ремонтируемых элементов; $n_{\text{сх}}$ – число элементов в расчетной схеме системы.

Ремонтный режим. Этот режим характеризуется ситуациями, когда один или несколько ее элементов находятся в состоянии плановых ремонтов, а остальные элементы исправны и находятся в ра-

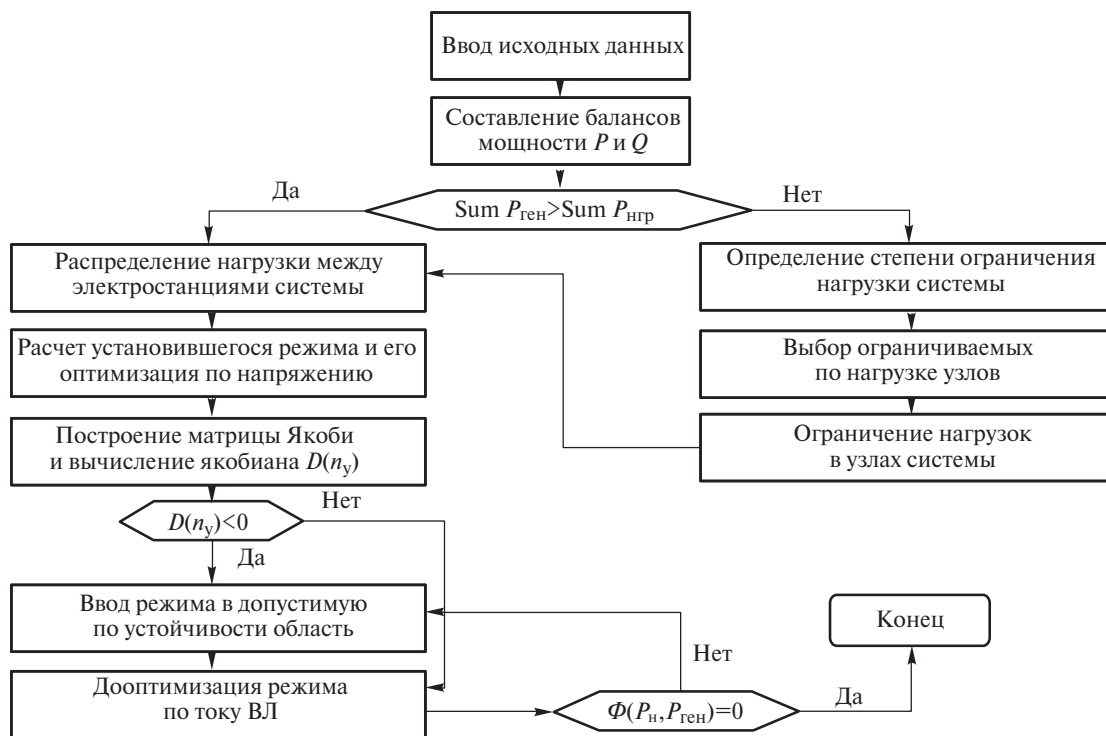


Рис. 3. Принципиальная структурная схема алгоритма оптимизации установившегося режима энергосистемы и его ввода

бочем состоянии; вероятность такого состояния энергосистемы

$$Q_{\xi}^{пл} = v_{\xi}^{пл} \prod_{s \neq \xi}^{n_{сх}} (1 - q_s). \quad (27)$$

Аварийный режим. Такие режимы включают три возможные группы событий:

а) аварийные снижения генерирующей мощности энергосистемы при исправном состоянии ее электрической сети;

б) отказы и плановые ремонты элементов электрической сети при исправном состоянии генерирующей мощности энергосистемы;

в) совпадение аварийных снижений генерирующей мощности ЭЭС с аварийными и плановыми ремонтами элементов электрической сети.

Вероятность пребывания одного (ξ -го) элемента схемы в состоянии аварийного простоя при исправном состоянии всех других ее элементов описывается выражением:

$$Q_{\xi}^{ав} = q_{\xi} \prod_{s \neq \xi}^{n_{сх}} (1 - q_s) \left(1 - \sum_{k=1}^{n_{сх}} v_k^{пл} \right), \quad (28)$$

а вероятность того, что некоторый ξ -й элемент пребывает в состоянии аварийного или планового ремонта при исправном состоянии других элементов системы, —

$$Q_{\xi} = Q_{\xi}^{ав} + Q_{\xi}^{пл} = \prod_{s \neq \xi}^{n_{сх}} (1 - q_s) \left[q_{\xi} \left(1 - \sum_{k=1}^{n_{сх}} v_k^{пл} \right) + v_{\xi}^{пл} \right]. \quad (29)$$

Вероятность пребывания одновременно двух элементов (ξ -го и η -го) в неисправном состоянии при условии, что остальные элементы схемы исправны, равна

$$Q_{\xi, \eta}^{ав} = \prod_{s \neq \xi, \eta}^{n_{сх}} (1 - q_s) \left[(q_{\xi, \eta}^2 + q_{\xi} q_{\eta}) \left(1 - \sum_{k=1}^{n_{сх}} v_k^{пл} \right) + v_{\xi}^{пл} q_{\eta} \frac{\tau_{\xi}^{пл}}{\tau_{\xi}^{пл} + \tau_{\eta}^{ав}} + v_{\eta}^{пл} q_{\xi} \frac{\tau_{\eta}^{пл}}{\tau_{\eta}^{пл} + \tau_{\xi}^{ав}} \right], \quad (30)$$

где $q_{\xi, \eta}^{(2)}$ — вероятность аварийного простоя одновременно двух элементов, рассматриваемая как зависимое событие, например, одновременное отключение двух цепей двухцепной линии электропередачи или двух независимых линий электропередачи; $\tau^{ав}$ и $\tau^{пл}$ — среднее время одного аварийного и планового простоя элемента соответственно.

Определение вероятности ограничений нагрузки энергосистемы при аварийных и плановых ремонтах ее элементов. Вероятность ограничения электрической нагрузки энергосистемы зависит от совпаде-

ния вероятности пребывания системы в состояниях аварийных или плановых ремонтов и вероятности появления в этот период спроса на электрическую нагрузку:

$$Q^{огр} = Q_c^{ав(пл)} Q_{птр}^{огр},$$

где $Q_c^{ав(пл)}$ — вероятность пребывания системы в состояниях с аварийными или плановыми простоями ее элементов, определяемая по выражениям (27)–(30); $Q_{птр}^{огр}$ — вероятность спроса потребителей на электрическую нагрузку, характеризуемая значением плотности ограничиваемой части графика нагрузки энергосистемы или ее узлов.

На рис. 4 показан принцип определения плотности ограничиваемой части графика нагрузки как отношения объема потенциального недоотпуска электроэнергии $\Delta \mathcal{E}_{огр}$ при ограничении нагрузки $\varepsilon_{огр}$ к плановому суточному потреблению электроэнергии $\mathcal{E}_{птр}$:

$$Q_{птр}^{огр} = \gamma(\varepsilon_{огр}) + \Delta \mathcal{E}_{огр} / \mathcal{E}_{птр}.$$

Примерная зависимость плотности ограничиваемой части графика нагрузки системы (узла) от степени ее ограничения $\gamma(\varepsilon_{огр})$ приведена на рис. 5.

Определение вероятного недоотпуска электроэнергии потребителям энергосистемы. Вероятный недоотпуск электроэнергии (математическое ожидание) за расчетный период времени (год) определяется отдельно для каждого энергоузла (подстанции) и для энергосистемы в целом.

Вероятный недоотпуск электроэнергии для i -го энергоузла (подстанции)

$$\Delta \mathcal{E}_i^{огр} = 8760 N_{нгр} \max_{\xi=1}^{n_{сх}} (Q_{\xi}^{ав} + Q_{\xi}^{пл}) \varepsilon_i^{огр(1)} \gamma_i(\varepsilon_i^{огр(1)}) +$$

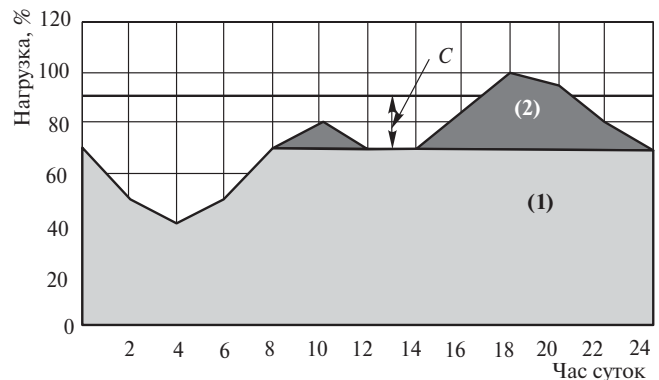


Рис. 4. Плотность ограничиваемой части графика нагрузки энергосистемы или ее узла (подстанции): (1)+(2) — суточное плановое потребление энергии; (2) — суточный недоотпуск энергии; C — степень ограничения нагрузки, % максимума; плотность ограниченной части графика суточной нагрузки: (2)/[(1)+(2)]

Плотность ограничиваемой части
графика нагрузки, %

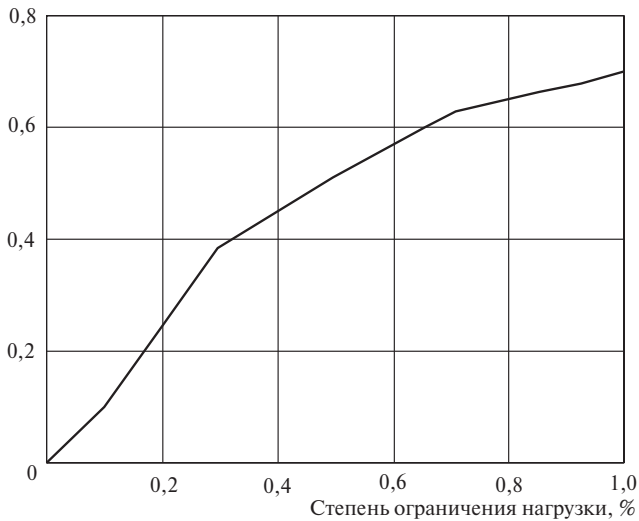


Рис. 5. Зависимость плотности ограничиваемой части графика нагрузки от степени ее ограничения $\gamma(\varepsilon_{огр})$

$$\left. + \sum_{\xi=1}^{n_{сх}} \sum_{\eta \neq \xi}^{n_{сх}-1} Q_{\xi, \eta}^{ав} \varepsilon_i^{огр(2)} \gamma_i(\varepsilon_i^{огр(2)}) \right] \quad (31)$$

Вероятный недоотпуск электроэнергии по энергосистеме в целом определится как сумма недоотпусков электроэнергии по отдельным энергоузлам (подстанциям):

$$\Delta \mathcal{E}_c^{огр} = \sum_{i=1}^{n_y} \Delta \mathcal{E}_i^{огр} \quad (32)$$

Относительный недоотпуск электроэнергии по энергосистеме в целом

$$\Delta \mathcal{E}_c^* = \Delta \mathcal{E}_c^{огр} / \mathcal{E}_c^{птр}, \text{ отн. ед.}, \quad (33)$$

где $\mathcal{E}_c^{птр}$ — годовой объем потребления электроэнергии в энергосистеме.

Математическое ожидание степени ограничения нагрузки энергосистемы вычисляется по выражению:

$$\varepsilon_c^{огр} = \left(\sum_{i=1}^{n_y} N \max_{нгр i} \left[\sum_{\xi=1}^{n_{сх}} (Q_{\xi}^{ав} + Q_{\xi}^{пл}) \varepsilon_i^{огр(1)} + \sum_{\xi=1}^{n_{сх}} \sum_{\eta \neq \xi}^{n_{сх}-1} Q_{\xi, \eta}^{ав} \varepsilon_i^{огр(2)} \right] \right) / N_{нгр.с} \quad (34)$$

Определение вероятного ущерба потребителям энергосистемы. Ущерб потребителям от нарушений электроснабжения является функцией трех переменных: значения ограничения нагрузки, выраженной в долях максимальной нагрузки потребителей $\varepsilon_i^{огр}$, недоотпуска электроэнергии $\Delta \mathcal{E}_i^{огр}$ [6, 7] и удельного ущерба, зависящего от отраслевой структуры потребителей.

Примерная зависимость удельного ущерба от степени ограничения нагрузки энергосистемы при срабатывании АЧР приведена на рис. 6.

Суммарный ущерб потребителям энергосистемы равен:

$$\begin{aligned} \mathcal{Z}_{ущ}^c = & 8760 N_{нгр i} \max_{нгр i} \sum_{\xi=1}^{n_{сх}} (Q_{\xi}^{ав} \mathcal{Z}_{ущ}^{ав}(\varepsilon_i^{огр(1)}) + \\ & + Q_{\xi}^{пл} \mathcal{Z}_i^{пл}(\varepsilon_i^{огр(1)})) \varepsilon_i^{огр(1)} \gamma_i(\varepsilon_i^{огр(1)}) + \\ & + \sum_{\xi=1}^{n_{сх}} \sum_{\eta \neq \xi}^{n_{сх}-1} Q_{\xi, \eta}^{ав} \varepsilon_i^{огр(2)} \mathcal{Z}_i^{пл}(\varepsilon_i^{огр(2)}) \gamma_i(\varepsilon_i^{огр(2)}), \quad (35) \end{aligned}$$

где $\mathcal{Z}_i^{ав}(\varepsilon_i^{огр})$, $\mathcal{Z}_i^{пл}(\varepsilon_i^{огр})$ — удельный ущерб i -му потребителю при аварийных и плановых ограничениях его нагрузки на значение ε (руб./кВтч) недоотпущенной электроэнергии соответственно.

Модель развития системных аварий. На базе изложенной модели надежности электрической сети энергосистемы построена модель развития системных аварий. Ее основное отличие от изложенной ранее модели базируется на предположении, что в электрической сети не установлена система аварийного отключения нагрузки в узлах сети (САОН) или происходит отказ в действии пусковых органов этого вида противоаварийной автоматики и защит от перегрузки по току или защит от минимального напряжения.

В этом случае рассматриваются следующие ситуации.

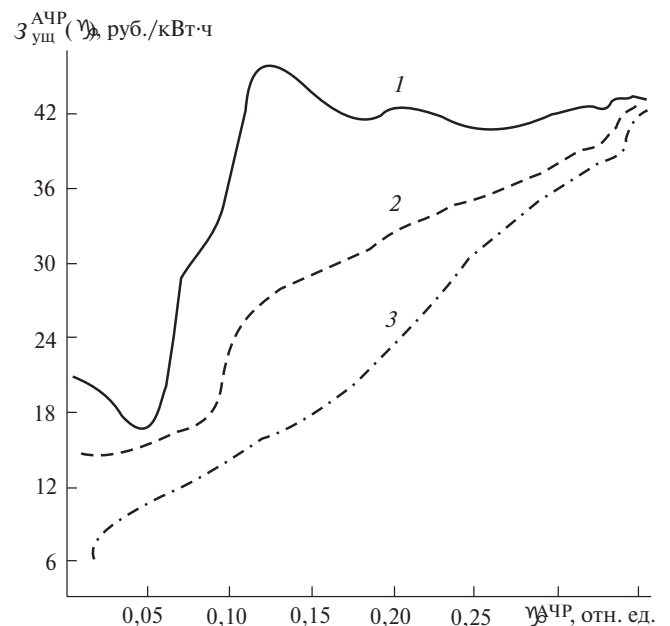


Рис. 6. Зависимость удельного ущерба потребителям от степени ограничения нагрузки энергосистемы при работе АЧР: 1 — фактическая характеристика удельного ущерба; 2 — улучшенная характеристика за счет изменения очередности срабатывания АЧР; 3 — минимизированная характеристика

Таблица 1

Энергообъединение и протяженность линий, км, в расчетной схеме	Число отключаемых ветвей	Вероятность аварийных состояний сети $Q_{сх}$	Среднегодовая частота отключений $\lambda_{сх}^{ав}$, 1/год	Вероятность ограничения нагрузки $Q_{огр}$	Вероятный недоотпуск электроэнергии $\Delta \mathcal{E}_c^{огр}$, млн кВтч/год	Вероятный ущерб потребителям $\mathcal{Z}_c^{ущ}$, млн руб./год
ОЭС-1, 9418	188	0,362839	17,0	0,164250	10780,9	290640,0
ОЭС-2, 9397	166	0,134825	19,3	0,039840	1460,4	109836,3
ОЭС-3, 4264	240	0,097590	26,0	0,014883	339,4	50418,6
ОЭС-4, 4934	70	0,356285	27,2	0,046580	837,2	32023,6

Таблица 2

Энергообъединение и протяженность линий, км, в расчетной схеме	Число		Среднегодовая частота отключений $\lambda_{сх}^{ав}$, 1/год	Среднегодовая частота системных аварий $\lambda_{с}^{ав}$, 1/год	Вероятность развития системных аварий $Q_{с.ав}$	Среднегодовая частота ограничений нагрузок $\lambda_{огр}^{ав}$, 1/год	Вероятный недоотпуск электроэнергии $\Delta \mathcal{E}_c^{огр}$, млн кВтч/год	Вероятный ущерб потребителям $\mathcal{Z}_c^{ущ}$, млн руб./год
	первичных отключаемых ветвей	каскадно отключаемых ветвей						
ОЭС-1, 9418	332	1	69,7	0,5	0,002318	0,6841	15,252,4	1331,3
ОЭС-2, 9397	236	11	58,3	0,6	0,002894	0,0067	1752,6	231,8
ОЭС-3, 4264	240	177	22,7	0,3	0,000065	0,0205	4,6	4,2
ОЭС-4, 4934	128	68	28,9	0,3	0,001612	0,0051	948,4	175,9

1. Происходит отказ одного из сетевых элементов (линии электропередачи, трансформатора на подстанции или погашение ОРУ одной из подстанций с отключением всех присоединенных к нему элементов). Если при этом не происходит нарушения статической устойчивости ЭЭС или перегрузки по току оставшихся в работе элементов или недопустимой посадки напряжения в отдельных узлах сети, то такая «первичная» авария не вызывает каскадного отключения других элементов сети.

2. «Первичный» отказ одного из сетевых элементов приводит к нарушению статической устойчивости ЭЭС или перегрузке по току каких-либо оставшихся в работе элементов, или глубокой посадке напряжения. В этом случае моделируется «каскадное» отключение перегруженных ветвей схемы сети и узлов с недопустимо низким напряжением. К ним относятся: при нарушении статической устойчивости — линия электропередачи с наибольшим углом передачи мощности; при нарушении термической устойчивости — элемент сети (линия электропередачи или трансформатор), в котором ток превысил допустимое значение; при посадке напряжения — элемент, на котором напряжение оказалось менее 0,7 номинала³.

После отключения этих элементов сети проводится новый расчет установившегося режима с оценкой его статической или термической устойчивости и при их нарушении — отключение перегруженных элементов сети с потерей части нагрузок и генерирующих мощностей.

Расчеты повторяются до тех пор, пока система не разделится на изолированно работающие части или оставшиеся в работе элементы сети не будут работать в допустимом режиме.

Модель развития системных аварий рассчитана на каскадное отключение до 10 элементов сети.

Все технико-экономические показатели энергосистемы при развитии системной аварии определяются по приведенным ранее математическим зависимостям.

Исключение составляет отсутствие в модели блока определения недоотпуска электроэнергии (31)–(33), поскольку при развитии системных аварий определяющим является не столько объем недоотпущенной потребителям электроэнергии, сколько значение и степень ограничения нагрузки региона, определяемое по (34).

Ущерб же потребителям при развитии системной аварии будет определяться той составляющей ущерба, которая зависит от значения и степени ограничения нагрузки потребителей. При этом выражение (35) примет вид:

³В этом имеется определенная условность, так как за счет анцапф на трансформаторах разного класса напряжения уровень напряжения у потребителей может оставаться в допустимых пределах.

$$\begin{aligned}
Z_{\text{ущ}}^c = N \max_{\text{нгр}i} & \left[\sum_{\xi=1}^{n_{\text{сх}}} (Q_{\xi}^{\text{ав}} Z_{\text{ущ}}^{\text{ав}}(\varepsilon_i^{\text{огр}(1)})) \varepsilon_i^{\text{огр}(1)} \times \right. \\
& \times \gamma_i(\varepsilon_i^{\text{огр}(1)}) + \sum_{\xi=1}^{n_{\text{сх}}} \sum_{\eta \neq \xi}^{n_{\text{сх}}-1} Q_{\xi, \eta}^{\text{ав}} \varepsilon_i^{\text{огр}(2)} Z_{\text{ущ}}^{\text{пл}}(\varepsilon_i^{\text{огр}(2)}) \times \\
& \left. \times \gamma_i(\varepsilon_i^{\text{огр}(2)}) \right]. \quad (36)
\end{aligned}$$

Все изложенные модели могут быть использованы для расчетов надежности энергосистем и электрических сетей 1150–35 кВ с воздушными и кабельными линиями электропередачи. При этом число узлов и ветвей в расчетной схеме будет лимитироваться только приемлемой длительностью расчетов.

Далее приводится сопоставление статистических и расчетных (полученных по изложенной экономико-математической модели) данных для одной из региональных сетевых организаций (с выверенной и уточненной статистикой) за 2001–2006 гг. (первая строка – среднегодовое число отказов в сетях 220–35 кВ, откл./год; вторая строка – среднегодовой недоотпуск электроэнергии, тыс. кВтч/год; третья строка – средний недоотпуск электроэнергии, тыс. кВтч на одно отключение):

Статистика	Модель	Отношение
136,5	120,4	1,134
125,0	130,6	0,957
0,916	1,085	0,844

Результаты сопоставления показывают достаточно высокую точность модели.

По изложенной модели были определены показатели надежности фрагментов магистральных электрических сетей МЭС Центра, Юга, Северо-Запада, ОЭС Сибири (табл. 1) и показали развитие системных аварий в сетях тех же энергообъединений (табл. 2) за 2005–2007 гг.

Расчеты показали, что при указанном в табл. 1 и 2 уровне надежности национальной экономике России наносится ежегодный ущерб, примерно, в 460–461 млрд руб., что составляет 1,46% совокупного общественного продукта или 2,13% произведенного ВВП.

Выводы. 1. Представленные экономико-математические модели позволяют определять основные параметры надежности работы энергосистем и их объединений на основе корректных методов расчета установившегося электрического режима сети, его ввода в допустимую область по статической устойчивости, предельным токам в ветвях и уровням

напряжения в узлах путем сочетания перераспределения нагрузки между генерирующими мощностями и ограничениями потребителей с целью достижения минимального недоотпуска электроэнергии и ущерба потребителям.

2. Эти модели позволяют также определить возможность, частоту и вероятность каскадного развития системных аварий, частоту и вероятность ограничения нагрузок потребителей и обусловленные этим недоотпуск электроэнергии и экономический ущерб. Оценка ожидаемого экономического ущерба от нарушений электроснабжения потребителей дает возможность экономического обоснования оптимального уровня надежности энергосистем и их объединений, определения очередности вводов резервных элементов электрических сетей и объемов потребных инвестиций в повышения надежности электрических сетей, оценки влияния этих инвестиций на изменение тарифа на передачу электроэнергии по сетям энергообъединений.

Предлагаемые модели обладают достаточно высокой точностью результатов расчетов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Надежность и резервирование в электроэнергетических системах. – Новосибирск: Наука, 1974.
2. Маркович И.М. Основные режимные принципы выбора величины и размещения резерва активной мощности в энергетических системах. – Электричество, 1959, № 3.
3. Stott B. Decoupled Newton Load Flow. – IEEE Trans. Power Appar. and Syst., Sept./Oct., 1972, vol. PAS-91,
4. Непомнящий В.А. Учет надежности при проектировании энергосистем. – М.: Энергия, 1978.
5. Непомнящий В.А. Экономические проблемы повышения надежности электроснабжения. – Ташкент: Изд. «ФАН» АН УзССР, 1985.
6. Nepomnyashchiy V. Reliability Model and System Blackout Development Model of Complex Electrical Networks of Power Systems. – Proc. of the Conf. «The St. Petersburg Power Tech'2005», St. Petersburg (Russia), 27–30 June 2005.
7. Непомнящий В.А. Методы и модели расчетов надежности энергетических систем и развития системных аварий. – Международ. научно-техн. конф. «Электроэнергетика–2006», Варна (Болгария), 5–7 октября 2006.
8. Химмельблау Д.М. Прикладное нелинейное программирование/Пер. с англ. под ред. М.Л. Быховского. – М.: Мир, 1975.

[25.03.10]

Автор: **Непомнящий Владимир Абрамович** окончил энергетический факультет Среднеазиатского политехнического института в Ташкенте в 1957 г. В 1988 г. защитил докторскую диссертацию «Экономические проблемы надежности электроснабжения» в ЭНИИ им. Г.М. Кржижановского. Директор по экономике ЗАО «КОМКОН-2» (г. Сосновый Бор Ленинградской области).