

Расчёт показателей балансовой надёжности энергосистем с учётом переменной топологии электрической сети

БЕЛЯЕВ Н.А., КОРОВКИН Н.В., ЧУДНЫЙ В.С.

Предложен новый подход к расчёту показателей балансовой надёжности, основанный на линейной модели распределения потоков мощности в энергосистеме. Предложенный подход позволяет учитывать переменную топологию электрической сети при большом числе ремонтных схем без существенного увеличения вычислительных затрат. Приведены результаты тестовых расчётов балансовой надёжности для цифровой модели объединённой энергосистемы Сибири.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, балансовая надёжность, дефицит мощности

Анализ балансовой надёжности — актуальная задача планирования развития электроэнергетических систем (ЭЭС), интерес к которой в настоящее время проявляет как научное сообщество, так и энергетические компании. Балансовая надёжность (надёжность обеспечения баланса мощности ЭЭС) определяется как способность ЭЭС обеспечивать совокупную потребность в электрической мощности и энергии потребителей с учетом ограничений в виде плановых и неплановых отключений элементов ЭЭС, а также ограничений на поставку энергоресурсов [1]. Оценка и сопоставление уровней балансовой надёжности выполняется с использованием, как правило, вероятностных показателей, отражающих частоту возникновения дефицита мощности или объём ограничения поставок электроэнергии потребителям [2].

Методы расчёта показателей балансовой надёжности (ПБН) к настоящему времени проработаны и реализованы в отечественных и зарубежных специализированных программных комплексах GE MARS, GridView, «Орион» и др. Данные средства позволяют учесть в модели надёжности генерации и модели потребления многие факторы, влияющие на уровни балансовой надёжности, и выполняют расчёт ПБН для многозонных моделей ЭЭС, которые представляют собой совокупность зон надёжности и связей ограниченной пропускной способности между ними. Каждая зона надёжности — это группа узлов ЭЭС, между которыми отсутствуют ограничения на передачу мощности, характеризующаяся определённым составом генерирующего оборудования и потребителей [3]. Такое моделирование ЭЭС позволяет учесть сетевые ограничения на передачу мощности, но требует трудоёмкого предварительного расчёта пропускной способности связей между зонами надёжности. Ограничения на передачу мощности по этим связям должны определяться в соответствии с максимально допустимыми потоками мощности (МДП)

в контролируемых сечениях и могут иметь несколько уровней для различных схем сети. Сложность данной задачи обусловлена следующими причинами.

1. Границы зон надёжности в общем случае не соответствуют конфигурации контролируемых сечений, что требует выполнения расчётов по приведению МДП в контролируемых сечениях к ограничениям на передачу мощности между зонами надёжности.

2. Уровни МДП зависят от топологии сети и, в общем случае, различны в нормальной и ремонтных схемах. Соответственно, для учёта надёжности сети в расчётах ПБН пропускные способности связей должны определяться не только для нормальной, но и для ремонтных схем сети, число которых в ЭЭС велико.

3. Отключение сетевого элемента может привести к изменению МДП в нескольких контролируемых сечениях и, соответственно, влиять на пропускную способность нескольких связей в многозонной модели, что требует при расчёте ПБН учёта взаимосвязи ограничений на передачу мощности.

Указанные причины обуславливают большой объём расчётов на этапе разработки многозонной модели для расчёта ПБН, что затрудняет её формирование для крупных ЭЭС при необходимости учёта надёжности сетевых элементов. В статье предлагается более эффективный и формализованный подход к учёту изменения параметров и топологии электрической сети при анализе балансовой надёжности, исключающий предварительные расчёты пропускной способности связей. Подход основан на методе сетевых коэффициентов, с использованием которого формулируется задача распределения дефицита мощности и рассмотрен предлагаемый подход к расчёту ПБН с учётом фактора надёжности элементов передающей сети.

Метод сетевых коэффициентов. Расчёт потоков мощности в установившихся режимах ЭЭС может выполняться с использованием стандартных мето-

дов, реализованных, например, в ПК «RastrWin». При расчёте ПБН данные методы, как правило, не находят применения по двум основным причинам. Во-первых, итерационные методы, используемые для расчёта режима, не обеспечивают требуемого быстродействия для большого числа состояний ЭЭС, подлежащих анализу при вычислении ПБН. Во-вторых, итерационные методы в ряде случаев не обеспечивают сходимости режима при отсутствии в ЭЭС дефицита активной мощности.

Расчёт потоков активной мощности в ЭЭС может быть сведён к решению системы линейных уравнений [4]:

$$\mathbf{BQ} = \mathbf{P}, \tag{1}$$

где $\mathbf{B} = \mathbf{N}' \mathbf{N}$ – матрица реактивных узловых проводимостей; N – число узлов (исключая базисный); \mathbf{Q} и \mathbf{P} – векторы фазовых углов напряжений и активных мощностей узлов соответственно.

Система (1) получена в пренебрежении потерями напряжения с учётом $\sin \varphi \sim \varphi$, потери мощности в ветвях учитываются в потреблении инцидентных узлов. Определив \mathbf{Q} из (1), найдем вектор потоков активных мощностей в ветвях:

$$\tilde{\mathbf{P}} = \mathbf{B}_V \mathbf{A}^T \mathbf{Q}, \tag{2}$$

где \mathbf{B}_V – диагональная матрица $V' V$ реактивных проводимостей ветвей; V – число ветвей; \mathbf{A} – матрица инцидентности.

Потоки мощности в контролируемых сечениях – суммы потоков мощности в ветвях, входящих в сечения, – также могут быть представлены в виде

$$\tilde{\mathbf{P}} = \mathbf{D} \tilde{\mathbf{P}},$$

где $\tilde{\mathbf{P}}$ – вектор потоков мощностей в контролируемых сечениях; \mathbf{D} – матрица $S' V$ контролируемых сечений; S – число контролируемых сечений.

Последнее соотношение с учётом (1) и (2) представим в виде

$$\tilde{\mathbf{P}} = \mathbf{D} \mathbf{B}_V \mathbf{A}^T \mathbf{B}^{-1} \mathbf{P}. \tag{3}$$

В многозонной модели узлы ЭЭС объединены в зоны надёжности, при этом мощность каждой зоны равна сумме мощностей узлов, включённых в неё. Соответственно, мощность P_i узла i составляет некоторую долю $z_{i.g}$ от мощности P_g зоны g , в которую он входит:

$$z_{i.g} = \frac{\sum_{i \in O_g} P_i}{\sum_{i \in P_g} P_i}, \quad i \in O_g;$$

Таким образом, при известном разбиении ЭЭС на зоны надёжности и заданном векторе мощностей зон $\mathbf{P} = (P_1, \dots, P_g, \dots, P_m)^T$ имеем:

$$\mathbf{P} = \mathbf{Z} \tilde{\mathbf{P}}$$

где $\mathbf{Z} \in \{z_{i.g}\}_{(i \in O, N)' (g \in O, m)}$ (m – число зон надёжности).

Подставляя последнее соотношение в (3), получим:

$$\tilde{\mathbf{P}} = \mathbf{D} \mathbf{B}_V \mathbf{A}^T \mathbf{B}^{-1} \mathbf{Z} \tilde{\mathbf{P}} = \mathbf{K} \tilde{\mathbf{P}} \tag{4}$$

где \mathbf{K} – матрица сетевых коэффициентов ($\mathbf{K} = \mathbf{D} \mathbf{B}_V \mathbf{A}^T \mathbf{B}^{-1} \mathbf{Z}$).

Таким образом, потоки мощности в контролируемых сечениях представлены в виде линейной функции мощностей зон надёжности с коэффициентами пропорциональности (сетевыми коэффициентами), зависящими от проводимости ветвей, топологии схемы и состава зон [5].

Использование сетевых коэффициентов значительно упрощает расчёт потоков активной мощности в сравнении с расчётом установившегося режима и обеспечивает получение решения, в том числе для дефицитных состояний ЭЭС. Погрешность определения значений $\tilde{\mathbf{P}}$, связанная с допущениями, использованными при выводе (1), не превышает 10% [6].

Определение показателей балансовой надёжности.

На практике для расчёта ПБН применяются как аналитические, так и статистические методы [3, 7–9]. При использовании аналитических методов выполняется сложение функций распределения вероятностей рабочей мощности электростанций и спроса на мощность и определяются ПБН по результирующим распределениям вероятностей дефицита. Данные методы характеризуются высокой вычислительной эффективностью, однако их применение ограничено радиально-магистральными схемами. В связи с этим наибольшее распространение получил метод статистических испытаний, базирующийся на анализе большого числа случайных состояний ЭЭС, по результатам которых рассчитываются ПБН зон надёжности.

В методе статистических испытаний для каждого случайного состояния ЭЭС решается задача распределения дефицита мощности, т.е. выполняется поиск дефицитных зон надёжности. Данная задача сводится к покрытию спроса на мощность \mathbf{P}_c с учётом ограничений на рабочую мощность \mathbf{P}_p генерации и передачу мощности между зонами. Определение пропускной способности связей между зонами, как было отмечено, – трудоёмкая вычислительная процедура. Предлагаемое применение сетевых коэффициентов позволяет определять потоки мощности в контролируемых сечениях в зависимости от мощностей зон и использовать в записи ограничений на передачу мощности непосредственно значения МДП, что не требует дополнительных

расчётов пропускной способности связей в многозональной модели. С учётом этого может быть предложена новая формулировка задачи распределения дефицита мощности в виде:

$$d = \mathbf{e} \mathbf{D} \mathbf{0}; \quad (5)$$

$$\mathbf{D} = \mathbf{P}_c - \mathbf{P}_p \mathbf{i} \mathbf{0}; \quad (6)$$

$$0 \mathbf{J} \mathbf{P}_r \mathbf{J} \mathbf{P}_p; \quad (7)$$

$$\mathbf{K} \mathbf{P} \check{\mathbf{y}} \mathbf{J} \check{\mathbf{P}}_{\max}; \quad (8)$$

$$\mathbf{e} \mathbf{P} \check{\mathbf{y}} = 0, \quad (9)$$

где $\mathbf{P} \check{\mathbf{y}} = \mathbf{P}_r - \mathbf{P}_p$; d – суммарный дефицит мощности в ЭЭС; \mathbf{D} , \mathbf{P}_c , \mathbf{P}_p , \mathbf{P}_r , \mathbf{P}_p – соответственно, векторы дефицита мощности, спроса на мощность, фактического потребления мощности, генерации мощности и рабочей мощности электростанций в зонах надёжности; $\check{\mathbf{P}}_{\max}$ – вектор МДП в контролируемых сечениях.

Рассмотрим предложенную постановку задачи подробнее. Минимизация функционала (5) соответствует требованию минимума дефицита мощности, определяемого в соответствии с (6) как разность спроса \mathbf{P}_c и фактического потребления \mathbf{P}_p , которое обеспечивается в данном состоянии ЭЭС с учётом ограничений (7)–(9), элементы \mathbf{D} могут принимать только неотрицательные значения. Условие (7) накладывает ограничения на генерацию мощности \mathbf{P}_r в зонах надёжности, которая не может превышать суммарную рабочую мощность \mathbf{P}_p электростанций. Линейные неравенства (8), представленные с использованием матрицы \mathbf{K} в соответствии с (4) и вектора $\check{\mathbf{P}}_{\max}$, отражают ограничения на передачу мощности между зонами надёжности. Равенство – ограничение (9) представляет собой условие баланса мощности ЭЭС.

При анализе некоторого состояния ЭЭС заданными являются векторы \mathbf{P}_c и \mathbf{P}_p , значения элементов которых формируются на основе функций распределения вероятностей спроса на мощность и рабочей мощности электростанций для каждой зоны надёжности. Функции распределения вероятности строятся с учётом характеристик режимов потребления электроэнергии и показателей аварийного и планового простоя генерирующего оборудования. Заданным также является вектор $\check{\mathbf{P}}_{\max}$, элементы которого определяются с использованием электрической модели ЭЭС, что представляет собой самостоятельную задачу и в статье не рассматривается. При известных топологии и параметрах сети, а также составе зон надёжности матрица сетевых коэффициентов \mathbf{K} рассчитывается в

соответствии с (4). Таким образом, переменными в рассматриваемой задаче являются элементы векторов \mathbf{P}_r и \mathbf{P}_p .

Задача (5)–(9) представляет собой задачу линейного программирования, методы решения которой известны [10]. В результате решения определяются значения дефицитов мощности $D_g \mathbf{0D}$, $g = 1, m$ в зонах надёжности. Случайное состояние i ЭЭС является для зоны g бездефицитным, если $D_g^{(i)} = 0$, или дефицитным, если $D_g^{(i)} > 0$. По результатам анализа n случайных состояний ЭЭС для каждой зоны надёжности определяется ПБН – вероятность бездефицитной работы:

$$J_g = M(x) = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}; \quad x_i = \begin{cases} \frac{M_0}{n}, & D_g^{(i)} > 0; \\ \frac{0}{n}, & D_g^{(i)} = 0, \end{cases}$$

где $M(x)$ – математическое ожидание (значения J_g получены в отн. ед.)

Оценим число расчётных случайных состояний ЭЭС n , обеспечивающее приемлемую точность расчётов. Точность определения J_g методом статистических испытаний может быть оценена по выражению [11]:

$$DJ_g < 3 \sqrt{\frac{D(x)}{n}},$$

где DJ_g – абсолютная погрешность определения J_g ; $D(x)$ – дисперсия случайной величины x :

$$D(x) = M(x^2) - M(x)^2 = M(x) - M(x)^2 = J_g - J_g^2.$$

Соответственно, при характерных значениях $J_g \gg 0,999 \text{ } \ddot{0},9999$, значение n должно быть не менее $10^6 \text{ } \ddot{10}^7$, что соответствует возможностям современных вычислительных машин.

Учёт изменения топологии. Расчёт ПБН ЭЭС, в которых существенное влияние на вероятность дефицита мощности оказывает пропускная способность передающей сети, требует учёта надёжности не только генерирующего оборудования, что выполняется при выборе \mathbf{P}_p для случайных состояний ЭЭС, но и надёжности элементов электрической сети. Это обусловлено тем, что отключения некоторых сетевых элементов, прежде всего мощных линий электропередачи, могут существенно влиять на уровни МДП, т.е. на значения $\check{\mathbf{P}}_{\max}$, входящие в ограничения (8).

Учёт надёжности сетевого оборудования, так же как и генерирующего, может быть выполнен на основе показателей планового и аварийного простоя. При этом для каждого случайного состояния ЭЭС

часть сетевых элементов в соответствии с вероятностями их простоя будет отключена, т.е. множество анализируемых случайных состояний будет характеризоваться не только различными P_c и P_p , но и различной топологией сети. Это приведёт к необходимости корректировки для каждого состояния ЭЭС не только \tilde{P}_{max} , но и матрицы K сетевых коэффициентов (4), которая определяется на основе топологических матриц.

При наличии данных о составе ремонтных схем и соответствующих им МДП в контролируемых сечениях корректировка \tilde{P}_{max} при изменении топологии сети сложности не представляет. Также с учётом изменения топологии могут корректироваться элементы A , B , B_V и выполняться расчёт K . Но определение в соответствии с (4) сопровождается обращением матрицы узловых проводимостей B , и повторение указанных операций для каждого состояния ЭЭС при большом их числе сильно увеличивает вычислительные затраты.

Пересчёт матрицы K сетевых коэффициентов при изменении топологии может быть выполнен более эффективно с использованием метода пополнения для обращения матрицы [12]. Пусть в некотором состоянии ЭЭС по сравнению с исходной схемой сети отключена одна ветвь, соединяющая узлы i, j . В этом случае в исходной матрице реактивных узловых проводимостей B_0 , определяемой однократно, необходимо заменить четыре элемента: $(b_{i,i}), (b_{i,j}), (b_{j,i}), (b_{j,j})$. Матрица B с такой корректировкой может быть представлена в виде

$$B = B_0 + uv,$$

где u и v – соответственно столбец и строка пополнения, которые имеют вид:

$$u_i = -u_j = b_{i,j}; v_i = -v_j = 1; u_k = v_k = 0; k = \overline{1, N};$$

$$k \notin \mathfrak{N}; k \notin \mathfrak{N}^c,$$

где $b_{i,j}$ – реактивная проводимость отключенной ветви.

Тогда матрица, обратная B , при известной матрице, обратной B_0 , может быть определена в соответствии с [12]:

$$B^{-1} = B_0^{-1} - \frac{1}{1 + vB_0^{-1}u} B_0^{-1}uvB_0^{-1} =$$

$$= \underset{\mathfrak{N}}{\overset{\mathfrak{N}^c}{\mathbb{I}}} - \frac{1}{1 + vB_0^{-1}u} \underset{\mathfrak{N}}{\overset{\mathfrak{N}^c}{uv}} B_0^{-1}. \quad (10)$$

Отметим, что $vB_0^{-1}u$ – скаляр и при вычислении B^{-1} необходимо только выполнение операций умножения матрицы на вектор и матрицы на скаляр.

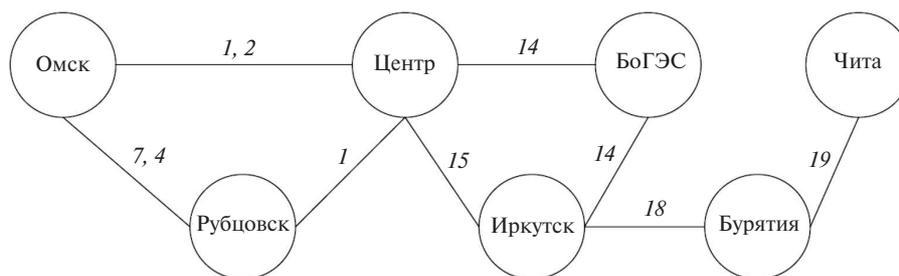
При отключении нескольких, например двух, сетевых элементов B^{-1} может определяться, например, последовательным применением (10) или из однократного применения (10), при этом векторы u и v перейдут в матрицы размером $(N \times 2)$ и $(2 \times N)$ соответственно.

Коррекция других матриц, входящих в (4), при изменении топологии не представляет сложности. Использование (10) для вычисления B^{-1} существенно сокращает трудозатраты. Так, оценка числа мультипликативных операций непосредственного вычисления $B^{-1} \sim N^3$, а при использовании (10) $\sim N^2$.

Тестовые расчёты. Тестирование предложенных подходов выполнено с использованием цифровой модели объединённой энергосистемы (ОЭС) Сибири. Установленная мощность генерирующего оборудования ОЭС Сибири на 01.01.2015 года составила 50947 МВт, в том числе 25676 МВт на тепловых электростанциях и 25271 МВт на гидравлических электростанциях. Общее число установленного генерирующего оборудования составляет 486 единиц, из них 90 – гидроагрегаты установленной мощностью от 65 до 640 МВт, остальные представлены теплоэнергетическими моноблоками и дубль-блоками, а также паротурбинными агрегатами с поперечными связями. Суммарный объём ограничений на час годового максимума потребления ЕЭС России 2014 г. составил 6069 МВт, коэффициент использования установленной мощности в 2013–2014 гг. составлял 43–48% для всех видов электростанций.

Собственный максимум потребления мощности ОЭС Сибири в 2014 г. 30123 МВт, графики потребления мощности для расчётов принимались по данным контрольных замеров.

Полная расчётная модель ОЭС Сибири в формате ПК «RastrWin» состоит из 730 узлов и включает сеть 220–500 кВ, частично сеть 110 кВ. Многозональная модель на основе полной расчётной модели включает семь зон надёжности (см. рисунок). В зоны «Омск» и «Иркутск» входят, соответственно, Омская и Иркутская энергосистемы. Зона «Рубцовск» включает часть Алтайской энергосистемы с подстанцией Рубцовск и прилегающей сетью. Зона надёжности «Центр» является самой крупной и включает центральную Сибирь с Новосибирской, Томской, Кузбасской, Хакасской энергосистемами и частично Алтайскую и Красноярскую энергосистемы. Зона надёжности «БогГЭС» включает Богучанскую ГЭС и связана с другими зонами через сечение «Выдача Богучанской ГЭС». В зону «Бурятия» входит Бурятская энергосистема, границами которой являются сечения «Иркутск–Бурятия» и «Бурятия–Чита». Зона надёжности «Чита» пред-



Многозональная модель ОЭС Сибири

ставляет собой Забайкальскую энергосистему. Числа, указанные на рисунке, соответствуют номерам контролируемых сечений, ограничивающих передачу мощности между соответствующими зонами надёжности.

С использованием предложенных подходов для ЭЭС, представленной на рисунке, рассчитаны следующие ПБН:

1) J_{8760} – вероятность бездефицитной работы при моделировании потребления годовым графиком нагрузки и без учета плановых ремонтов генерирующего и электросетевого оборудования;

2) $J_{8760(p)}$ – то же при моделировании потребления годовым графиком нагрузки и с учетом плановых ремонтов генерирующего и электросетевого оборудования;

3) J_{24} – то же при моделировании потребления суточным графиком нагрузки характерных зимних суток и без учета плановых ремонтов генерирующего и электросетевого оборудования;

4) $LOLE$ (*loss of load expectation*) – математическое ожидание числа дефицитных суток в году при моделировании потребления суточным графиком максимумов нагрузки и с учетом плановых ремонтов генерирующего и электросетевого оборудования.

Результаты расчётов приведены в таблице.

Зона надёжности	Показатель балансовой надёжности			
	J_{8760}	$J_{8760(p)}$	J_{24}	$LOLE$
	График нагрузки			
	8760 ч	8760 ч	24 ч	365 сут.
Омск	0,9999	0,9969	0,9973	0,04
Рубцовск	0,9999	0,9968	0,9973	0,04
Центр	0,9999	0,9984	0,9982	0,04
БоГЭС	0,9999	0,9993	0,9982	0,04
Иркутск	0,9999	0,9985	0,9982	0,04
Бурятия	0,9999	0,9984	0,9987	0,04
Чита	0,9964	0,9357	0,9835	0,18

По результатам анализа полученных значений ПБН выявлена зона с повышенным уровнем риска дефицита активной мощности. Все ПБН зоны «Чита», за исключением J_{8760} , имеют значения ниже нормативных. Наиболее высокая вероятность дефицита получена при учёте плановых ремонтов, $J_{8760(p)} = 0,9357$, что существенно ниже нормативного значения (0,996). Показатель $LOLE$ для зоны «Чита» составил 0,18, что соответствует двум дефицитным суткам за 10 лет, при рекомендуемом значении 0,1 (1 сутки в 10 лет). При выполнении расчетов для большого числа состояний МДП в сечении «Бурятия–Чита», которое является единственной связью зоны «Чита» с остальной частью ОЭС Сибири, являлся активным ограничением. В связи с этим в качестве мероприятия по повышению уровня балансовой надёжности зоны «Чита» можно предложить реконструкцию линий электропередачи, входящих в сечение «Бурятия–Чита» для повышения уровня пропускной способности.

Показатели остальных зон надёжности соответствуют рекомендуемым значениям. В целом ОЭС Сибири является самобалансированной энергосистемой с достаточно высоким уровнем балансовой надёжности. При этом необходимо отметить, что учёт плановых ремонтов (простоев) оборудования, в том числе электросетевого, существенно влияет на значения ПБН.

Заключение. Основными особенностями предложенного подхода к расчёту ПБН с использованием метода сетевых коэффициентов для моделирования потоков мощности в многозональных моделях ЭЭС являются:

1. Использование сетевых коэффициентов, что позволяет с приемлемой точностью определять потоки мощности в контролируемых сечениях и не требует трудоёмких предварительных расчётов пропускной способности связей в многозональной модели ЭЭС.

2. Учёт сетевых коэффициентов, принципиально не усложняющий задачу распределения дефицита мощности, которая, равно как и без учёта сетевых коэффициентов, сводится к линейной оптимизации.

3. Отсутствие необходимости в трудоёмких предварительных расчётах пропускной способности связей, позволяющее в полной мере учитывать в расчётах ПБН фактор надёжности передающей сети и всё многообразие ремонтных схем.

4. Применение метода пополнения обратной матрицы для расчёта матрицы сетевых коэффициентов при учёте переменной топологии позволяет существенно сократить вычислительные затраты на корректировку сетевых коэффициентов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Надёжность систем энергетики и их оборудования.** Справочник в 4-х т./Под общей ред. Ю.Н. Руденко. Т.2. Надёжность электроэнергетических систем/Под ред. М.Н. Розанова. — М.: Энергоатомиздат, 2000, 568 с.

2. **Billinton Roy, Huang Dange.** Basic Considerations in Generating Capacity Adequacy Evaluation. — Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 1–4 May 2005, pp. 611–614.

3. **Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю.** Модели оценки показателей балансовой надёжности при управлении развитием электроэнергетических систем. — Сыктывкар: Коми научный центр УрО РАН, 2014, 207 с.

4. **Беляев Н.А., Коровкин Н.В., Фролов О.В., Чудный В.С.** Исследование методов оптимизации режимов работы энергосистем. — Электротехника, 2013, № 2, с. 21–29.

5. **Беляев Н.А., Егоров А.Е., Коровкин Н.В., Чудный В.С.** Исследование методов расчёта балансовой надёжности. — Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2014, № 2(71), с. 57–77.

6. **Беляев Н.А., Коровкин Н.В., Фролов О.В., Чудный В.С.** Использование билинейной теоремы для решения задач оптимизации потоков мощностей в энергосистемах. — Электротехнические комплексы и системы управления, 2012, № 1, с. 77–80.

Elektrichestvo (Electricity), 2016, No. 4, pp. 4–10.

7. **Крупнев Д.С., Пержабинский С.М.** Алгоритм оптимизации балансовой надёжности электроэнергетических систем. — Известия РАН. Энергетика, 2014, № 2, с. 96–106.

8. **Обоскалов В.П.** Надёжность обеспечения баланса мощности электроэнергетических систем. — Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2002, 210 с.

9. **Billington Roy, Ronald N. Allan.** Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition. — New York and London: Plenum Press, 1996, 509 p.

10. **Карманов В.Г.** Математическое программирование. 3-е изд. — М.: Наука, 1986, 288 с.

11. **Соболь И.М.** Численные методы Монте-Карло. — М.: Наука, 1973, 313 с.

12. **Фаддеев Д.К., Фаддеева В.Н.** Вычислительные методы линейной алгебры. — М.: Лань, 2009, 736 с.

[12.11.15]

А в т о р ы: Беляев Николай Александрович окончил электромеханический факультет Национального исследовательского С. Петербургского государственного политехнического университета (НИСПбГПУ) в 2012 г. Главный специалист «Российского энергетического агентства» Минэнерго РФ.

Коровкин Николай Владимирович окончил электромеханический факультет Ленинградского политехнического института в 1977 г. В 1997 г. защитил докторскую диссертацию «Построение синтетических схем для численного анализа электромагнитных процессов, описываемых жесткими уравнениями». Профессор, заведующий кафедрой «Теоретические основы электротехники» НИСПбГПУ.

Чудный Владимир Сергеевич окончил электромеханический факультет СПбГПУ в 1998 г. В 2002 г. защитил кандидатскую диссертацию «Оптимизация параметров воздушных линий постоянного тока сверх- и ультравысокого напряжения с учетом требований надёжности и экологии». Доцент кафедры «Электрические системы и сети» НИСПбГПУ.

Calculating Power System Balance Reliability Indicators Taking into Account Variable Electric Network Topology

BELYAYEV Nikolai Aleksandrovich (Russian Power Engineering Agency of the RF Minenergo, St. Petersburg, Russia) — Senior specialist

KOROVKIN Nikolai Vladimirovich (National Scientific St. Petersburg State Politechnical University (NSSPbSPU), St. Petersburg, Russia) — Head of the Department, Professor, Dr. Sci. (Eng.)

CHUDNYI Vladimir Sergeevich (NSSPbSPU, St. Petersburg, Russia) — Associate Professor, Cand. Sci. (Eng.)

A new approach to calculating balance reliability indicators based on a linear model of load flow distribution in the power system is proposed. By using the proposed approach, it becomes possible to take into account variable electric network topology with a large number of repair arrangements without a significant increase of computation effort. The results from test calculations of balance reliability for a digital model of the Siberian power pool are given.

Key words: electric power system, balance reliability, power deficiency

REFERENCES

1. **Nadezhnost' sistem energetiki i ikh oborudovaniya. Spravochnik v 4kh tomakh. Tom 2. Nadezhnost' elektroenergeticheskikh sistem/ Pod red. M.N. Rozanova.** (The reliability of energy systems and equipment. Handbook in 4v. Vol. 2: The reliability of electric power

systems/Edit. by M.N. Rozanov). Moscow, Publ. Energoatomizdat, 2000, 568 p.

2. **Billinton Roy, Huang Dange.** Basic Considerations in Generating Capacity Adequacy Evaluation. — Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 1–4 May 2005, pp. 611–614.

3. **Chukreyev Yu.Ya., Chukreyev M.Yu.** *Modeli otsenki pokazatelei balansovoi nadezhnosti pri upravlenii razvitiyem elektroenergeticheskikh system* (Valuation models carrying performance reliability in managing the development of electric power systems). Syktyvkar, Publ. Komi Scientific Centre of the Ural Branch of the RAN, 2014, 207 p.
4. **Belyayev N.A., Korovkin N.V., Frolov O.V., Chudnyi V.S.** *Elektrotehnika – in Russ. (Electrical Engineering)*, 2013, No. 2, pp. 21–29.
5. **Belyayev N.A., Egorov A.E., Korovkin N.V., Chudnyi V.S.** *Izvestiya NTTs Edinoi energeticheskoi sistemy – in Russ. (News of the JSC «Scientific and Technical Centre of the Unified Energy System»)*, 2014, No. 2(71), pp. 57–77.
6. **Belyayev N.A., Korovkin N.V., Frolov O.V., Chudnyi V.S.** *Elektrotekhnicheskiye komplekсы i sistemy upravleniya – in Russ. (Electrical Engineering Complexes and systems)*, 2012, No. 1, pp. 77–80.
7. **Krupenev D.S., Perzhabinskii S.M.** *Izvestiya RAN. Energetika – in Russ. (News of the Russian Academy of Sciences. Power Engineering)*, 2014, No. 2, pp. 96–106.
8. **Oboskalov V.P.** *Nadezhnost' obespecheniya balansa moshchnosti elektroenergeticheskikh system* (The reliability ensure a balance of electric power systems). Ekaterinburg, Publ. Ural State Technical University, 2002, 210 p.
9. **Billington Roy, Ronald N. Allan.** *Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition.* – New York and London: Plenum Press, 1996, 509 p.
10. **Karmanov V.G.** *Matematicheskoye programmirovaniye. 3 izd. (Mathematical programming. Publ. 3).* Ekaterinburg, Publ. Ural State Technical University, 2002, 210 p.
11. **Sobol' I.M.** *Chislennyye metody Monte-Karlo* (The Monte-Karlo numerical methods). Moscow, Publ. «Nauka», 1973, 313 p.
12. **Faddeyev D.K., Faddeyeva V.N.** *Vychislitel'nye metody lineinoi algebry* (The calculating methods of linear algebra). Moscow, Publ. «Lan'», 2009, 736 p.