

ВЫВОД

Резервирование главных и вспомогательных контактов магнитных пускателей по мажоритарной схеме «два из трех» позволяет повысить вероятность безотказной работы и снизить вероятность их разноименных отказов во всех режимах на порядок и больше на ранних сроках эксплуатации (до пяти лет) и до трех раз на более поздних сроках (пять лет и более). Несмотря на усложнение и удорожание конструкции, резервированные магнитные пускатели перспективны для управления асинхронными электродвигателями в производственных процессах, к надежности которых предъявляются особо высокие требования, например на атомных электростанциях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ч у н и х и н, А. А. Электрические аппараты: общий курс: учеб. для вузов / А. А. Чунихин. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – С. 326–331.
2. С о т с к о в, Б. С. Основы теории и расчета надежности элементов и устройств автоматики и вычислительной техники / Б. С. Сотсков. – М.: Энергоатомиздат, 1970.
3. А н и щ е н к о, В. А. Особенности расчета надежности резервированных релейно-контактных схем устройств автоматики / В. А. Анищенко, А. Г. Майстрович, А. В. Лесота // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2012. – № 3. – С. 5–12.

Представлена кафедрой
электроснабжения

Поступила 31.01.2013

УДК 621.311.019.3

ОЦЕНКА БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ДЕФИЦИТНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Канд. техн. наук, доц. АЛЕКСАНДРОВ О. И.¹⁾, асп. РАДОМАН Н. В.²⁾,
инж. ЖУКОВСКАЯ Т. Е.²⁾

¹⁾Белорусский государственный технологический университет,

²⁾Белорусский национальный технический университет

Объединенная энергосистема (ОЭС) Республики Беларусь граничит с энергосистемами пяти сопредельных государств (Россия, Литва, Латвия, Украина, Польша), имея с ними межгосударственные перетоки электроэнергии (ЭЭ) по 38 линиям. В связи с острой проблемой обеспеченности ОЭС энергоресурсами основной задачей является рациональное их использование с учетом получения ЭЭ из смежных, избыточных по мощности энергосистем (номинальный импорт ЭЭ – около 5,0 млрд кВт·ч/год). Поэтому взаимодействие энергосистем с учетом высоковольтных межсистемных транзитов (МТ) определяет надежность электроснабжения дефицит-

ных регионов и приобретает не только режимный, но и экономический смысл.

Поскольку современные питающие и межсистемные линии электропередачи (МЛЭП) представляют собой многоконтурную и сложноразветвленную сетевую структуру, выбор рациональных режимов эксплуатации энергосистем с учетом МТ – довольно трудная задача, которая имеет ряд принципиальных особенностей, вызывающих определенные сложности.

1. Так как МТ представляет собой не только структурное, но и эксплуатационное понятие, величина и направление которого определяются в основном директивными, договорными и оперативно-диспетчерскими требованиями, экономические показатели смежных энергосистем по сути не зависят от качества их работы.

2. Совместная работа энергосистем в составе энергообъединения (ЭО) по сравнению с их отдельной работой существенно повышает экономичность и надежность производства и распределения электроэнергии. Кроме того, появляется возможность снижения величины суммарного резерва мощности.

3. Применяя традиционную методику по межрайонным расчетам за ЭЭ, невозможно выполнить достаточно достоверное планирование величины потерь энергии в основных сетях энергоуправлений, так как режим работы МТ в сложноразветвленной схеме имеет реверсивный характер и зависит от режимов работы всех электростанций.

4. В условиях реверсивного МТ подчас трудно выполнить анализ влияния межсистемных перетоков ЭЭ на экономические показатели передающих и принимающих энергосистем. Сложно определить экономически обоснованные величины тарифов, которые обеспечивали бы избыточной по мощности энергосистеме возмещение затрат на производство обменной энергии и соответствующую прибыль, достаточную для внесения платы за производственные фонды и фонды материального поощрения. Естественно, что эти тарифы должны обеспечить экономическую заинтересованность в обмене энергией между параллельно включенными энергосистемами.

5. Дефицитные по мощности энергосистемы, получающие энергию от систем-доноров с невысокой себестоимостью ее производства, используют уменьшенный тариф по оплате и соответственно имеют необоснованно завышенную прибыль от республиканских межсистемных и межобластных перетоков.

6. Дефицитная электроэнергетическая система (ЭЭС) более подвержена возмущениям из-за возможного резкого изменения нагрузки режима и «более чувствительна» к нерегулярным колебаниям обменной мощности. При параллельной работе в составе Таможенного энергообъединения (ТЭО) регулирование частоты и активной мощности в Республике Беларусь поддерживается в основном с помощью избыточной энергосистемы (ЕЭС РФ) автоматическими средствами с астатической и абсолютно жесткой характеристикой $P = \xi(f)$ в пределах $\pm 0,2$ Гц, так как ресурсов собственных регулирующих средств системной автоматики в энергосистеме республики не всегда достаточно. Случайные же колебания обменной мощности создают трудности в управлении потоками энергии и усложня-

ют задачу обеспечения устойчивости параллельной работы дефицитных ЭЭС, что весьма существенно сказывается на надежной работе межсистемных связей ограниченной пропускной способности.

Очевидно, что качественный и количественный учет перечисленных обстоятельств даст возможность принимать более обоснованные, следовательно, экономически целесообразные решения на всех уровнях энергетической иерархии.

Основные показатели, необходимые для принятия оптимальных решений, были разработаны ранее на основе системного анализа с охватом всех определяющих факторов, т. е. созданы документы для их оперативного использования диспетчерским персоналом смежных энергосистем [1, 2]. В нашем случае речь идет о многолетнем оперативно-диспетчерском взаимодействии Системного оператора Единой энергетической системы РФ (СО ЕЭС) и Объединенного диспетчерского управления Республики Беларусь (ОДУ РБ).

Важным элементом такого управления является оптимизация баланса мощностей для межсистемных перетоков в ЭО, т. е. оптимизация текущего режима за отрезок времени в течение усредненного часового (получасового) интервала, когда параметры сети можно считать условно постоянными. При таком допущении каждый интервал рассматривается как независимый, а осуществление баланса между производством и потреблением ЭЭ необходимого качества считается гарантированным. В этом случае задача управления ЭО в течение определенного интервала (например, суток) распадается на ряд последовательных задач, результаты решения которых в агрегированном виде дают искомый суточный график для ведения режима ЭО. Если при этом были выполнены ограничивающие условия по изменяющимся параметрам и достигнут минимум затратных средств, то режим ЭО будет оптимальным.

Всесторонняя оценка показателей балансовой надежности, обеспечивающих возможность решения всего комплекса оптимизационных и оценочных задач, приведена в [3, 4]. В данной постановке под задачей оптимизации баланса мощности понимается определение наиболее рациональных значений как внутренних, так и межсистемных потоков мощности и энергии для дефицитной энергосистемы. Целевая функция задачи – многокритериальная и может включать в себя такие показатели, как минимум отклонения величин перетоков от договорных значений, минимум расхода топлива в энергосистеме, минимум потерь мощности и энергии, минимум затрат энергоемких промышленных потребителей.

Кроме того, при параллельной работе каждая энергосистема может иметь свои локальные критерии: максимум режимной надежности, минимум стоимости производства электрической и тепловой энергии, максимум диапазона регулирования активной мощности, максимум резерва реактивной мощности, минимум отключаемой нагрузки потребителей. В качестве критериев могут выступать и экологические ограничения, и интересы смежных пользователей.

При дефиците мощности в ЭО, а в ряде случаев и нехватке топлива выполняется оптимизация баланса мощностей и выработки ЭЭ в условиях взаимодействия со смежными энергосистемами, включая рынок зарубеж-

ных поставщиков. Для разных часовых интервалов (особенно во время сезона пиковых нагрузок) выполняется закупка ЭЭ в соседних энергосистемах. В этом случае минимальный уровень заявляемой мощности определяется разностью между системным максимумом потребления и обеспеченной резервом мощностью собственных электростанций системы.

Экономически целесообразные величины закупаемой мощности и энергии определяются на основе технико-экономических и режимных расчетов с учетом технических, режимных, директивных и ценовых ограничений. Для расчетного уровня покупной мощности определяется оптимальная загрузка электростанций энергосистемы для различных часовых интервалов. Получаемое при этом рациональное значение покупной мощности для разных нагрузок энергосистемы даст возможность определить оптимальное количество покупной электроэнергии на планируемый расчетный период.

Математическая модель. Исходными данными для анализа режимов совместного ТЭО являются расчетные балансы мощности по энергосистемам, принимаемые на основе прогнозов электропотребления и электрических нагрузок на рассматриваемый перспективный период. Эти балансы разрабатываются для основного планируемого режима, а также для заданных режимов, которые могут иметь место при неблагоприятных сочетаниях, в частности плановых ремонтов основного энергетического оборудования.

Для основного планируемого режима принимаются балансовые потоки (потоки мощности в часы совмещенного максимума нагрузки), состоящие из плановых потоков мощности и потоков мощности, обусловленных отклонениями балансов мощности отдельных частей объединения от планируемых (величина отклонений принимается равной мощности наиболее крупного агрегата в каждой части объединения). Для основного планируемого режима (помимо балансового потока мощности) учитываются режимные потоки мощности, которые являются расчетными для выбора пропускной способности сети.

С учетом изложенного, исходя из интересов дефицитной энергосистемы целевая функция в детерминированной постановке для суточного режима может быть сформулирована в виде

$$Z = \left\{ \sum_{t=1}^{24} a_{1t} Y_{1t}(P) + a_{2t} Y_{2t}(B) + a_{3t} Y_{3t}(\pi) + a_{4t} Y_{4t}(R) + a_{5t} Y_{5t}(H) + a_{6t} Y_{6t}(3P) + a_{7t} Y_{7t}(\Delta P) \right\} \rightarrow \min,$$

где a_{1t}, \dots, a_{7t} – весовые корректирующие коэффициенты стоимости, определяемые на основании экспертных оценок специалистов диспетчерских и экономических служб;

$Y_{1t}(P)$ – суммарное отклонение величин перетоков мощности от запланированных значений по контролируемым линиям связи, где организован учет часовых отклонений потребления ЭЭ областными энергосистемами от заявленных величин. Ведение такого учета необходимо для увеличения достоверности планирования графиков электропотребления областными

энергосистемами и определения доли участия каждой энергосистемы в часовом отклонении сальдо-перетока ОЭС. Разработан и механизм оплаты этих отклонений, причем требования по планированию часового электропотребления распространяются теперь не только на РУП «Облэнерго», но и на энергоемкие промышленные предприятия, выполняющие роль потребителей-регуляторов;

$Y_{2t}(B)$ – суммарный расход топлива на электростанциях ТЭО. Задача суточной оптимизации сводится к определению таких значений электрических мощностей электростанций в каждый час суток для прогнозируемого электропотребления, при котором обеспечивается минимум целевого функционала (1) при соблюдении основных ограничивающих условий по балансу мощностей ЭЭС, входящих в состав ОЭС, по регулировочному диапазону каждой ЭС и режимным ограничениям. Задача решается с учетом многих существенных факторов: реальных энергетических характеристик оборудования, возможных стратегий маневрирования составом включенных в работу агрегатов, потерь активной мощности в основной сети, ограничений по скорости набора и снятия нагрузки на агрегаты, ограничений по допустимым расходам топлива на отдельных электростанциях [5].

Решение выполняется методом динамического программирования, в процессе которого проводится учет ограничений на перегрузки активной мощности по слабым связям системы, учет тепловых нагрузок, основных технических, режимных, директивных и ремонтных ограничений;

$Y_{3t}(\pi)$ – суммарные потери мощности в ЭО. При составлении эквивалентной схемы замещения ТЭО основные перетоки мощности от шин передающих подстанций (П/СТ) избыточной энергосистемы представлены в виде генерирующих узлов, а шины принимающих П/СТ дефицитной энергосистемы – в виде потребительских узлов. Тогда потери активной мощности в общем виде могут оцениваться матричным выражением

$$\pi_p = [\mathbf{P}, \mathbf{Q}, \mathbf{p}, \mathbf{q}, U_0] \mathbf{B}(\mathbf{P}, \mathbf{Q}, \mathbf{p}, \mathbf{q}, U_0) [\mathbf{P}, \mathbf{Q}, \mathbf{p}, \mathbf{q}, U_0]^*,$$

где \mathbf{P}, \mathbf{p} – векторы-строки активных мощностей в генерирующих и потребляющих узлах эквивалентной схемы замещения ОЭС; \mathbf{Q}, \mathbf{q} – векторы-строки реактивных мощностей в генерирующих и потребляющих узлах соответственно; U_0 – номинальное напряжение базисного (балансирующего) узла; $\mathbf{B}(\mathbf{P}, \mathbf{Q}, \mathbf{p}, \mathbf{q}, U_0)$ – матрица коэффициентов потерь [6], причем векторы не содержат компонентов, соответствующих балансирующему узлу, а мощности в узлах потребления принимаются отрицательными. Матрица \mathbf{B} считается заданной и определенной для каждого расчетного режима в течение определенного часового интервала. Пользуясь введенными обозначениями, функцию минимизации потерь при условии соблюдения двусторонних ограничений для узловых мощностей представим в виде

$$\pi_p \rightarrow \min;$$

$Y_{4t}(R)$ – наименьший на протяжении суток фактический резерв активной мощности в ОЭС, который в общем виде может быть представлен следующим образом:

$$R = \min [R_0(t) = P(t) - p(t)] \rightarrow \max,$$

где $R_0(t) = P(t) - p(t)$, $t \in (T)$ – график резерва активной мощности в ОЭС; $P(t)$ – планируемый график изменения располагаемой мощности ОЭС в течение рассматриваемого интервала времени T ; $p(t) = p_{\max}^{\text{с.п.}}(t) + p_{\max}^{\text{обм}}(t)$, $t \in (T)$ – прогнозируемый график суточных максимумов нагрузки ОЭС с учетом потерь в сети на период T ; $p_{\max}^{\text{с.п.}}(t)$ – прогнозируемый график суточных максимумов собственного потребления с учетом потерь в сети; $p_{\max}^{\text{обм}}(t)$ – прогнозируемый график выдачи мощности в ОЭС в часы максимума нагрузки данной энергосистемы.

Тогда с учетом изложенного можно записать

$$Y_{4t} = 1/R;$$

$Y_{5t}(H)$ – показатель системной надежности, который в самом общем виде может быть записан как показатель эффективности работы ОЭС следующим образом:

$$F = \frac{\sum_{l=1}^N A_l(t) - \Delta A_{\Sigma}(t)}{\sum_{l=1}^N A_l(t)}, \quad l \in N; t \in T,$$

где $\sum_{l=1}^N A_l(t)$ – суммарная энергия, потребляемая элементами системы, причем в зависимости от типа рассматриваемого элемента она может быть генерируемая, передаваемая и потребляемая; $\Delta A_{\Sigma}(t)$ – суммарный недоотпуск ЭЭ по всей ОЭС; T – полное время, за которое рассчитывается недоотпущенная ЭЭ; l – текущий индекс элемента системы. В этом случае для приближенной оценки этого показателя можно принять: $Y_{5t} = 1/F$.

Основные параметры системной надежности приведены, например, в [7]. Там же рассматривается и индекс надежности как отношение отпущенной энергии потребителю к энергии спроса

$$\delta = \frac{A_{\text{отп}}}{A_{\text{отп}} + \Delta A_{\Sigma}},$$

где $A_{\text{отп}}$ – отпущенная потребителям ЭЭ из передающей ЭЭС; ΔA_{Σ} – недоотпущенная ЭЭ из-за различных нарушений в системе, включая потерю устойчивости и отказы противоаварийной системной автоматики.

Практическое значение индекса надежности с его количественной оценкой в качестве норматива и соответствующей удельной стоимостью 1 кВт резервной мощности приведено в [8]. Однако учитывая множество целей у субъектов и противоречивость их интересов, взаимодействие межгосударственных перетоков влечет за собой нивелирование нормативов в рамках общесистемной надежности ТЭО, что пока на сегодняшний день юридически не определено и требует, по-видимому, создания системы механизмов координации на международном уровне;

$Y_{6t}(3p)$ – приведенные затраты на поддержание системы управления мощностью потребителей. Здесь рассматриваются наиболее мощные и энергоемкие промышленные предприятия, которые могут фактически повлиять на совмещенный график нагрузки ОЭС. В качестве совмещенного графика нагрузки может выступать график любой режимной энергетической иерархии – от группового графика крупного промышленного предприятия до эквивалентного графика нагрузки ЭЭС в составе ТЭО.

В [9] приведено описание алгоритма управления электропотреблением промышленного узла нагрузки в условиях дефицита генерирующих мощностей, который позволяет получить оптимальный график нагрузки по активной мощности, соответствующий максимальному уменьшению затрат потребителей за счет снижения мощности, участвующей в максимуме, и минимизации операций по изменению компонентов технологического процесса. В результате получается деформированный график нагрузки, который одновременно выравнивается, сглаживается и уплотняется, выполняя известную процедуру горизонтально-вертикального маневрирования электропотреблением и их комбинаций. В этом случае оптимальный график нагрузки потребителей выполняется при условии

$$Y_{6t} \rightarrow \min;$$

$Y_{7t}(\Delta p)$ – суммарный ущерб промышленных потребителей при ограничении их мощности на величину Δp в результате различных нарушений электроснабжения. Суммарный ущерб совокупности потребителей зависит от их состава, категоричности, технологической направленности и способа воздействия на них средствами противоаварийной автоматики. Количественная величина ущерба обычно определяется с помощью интегральных характеристик ущербов для узлов электропотребителей

$$3 \left(yT \sum_{i=1}^N Y_i \Delta P \right) \rightarrow \min,$$

где Y_i , руб./кВт·ч – ущерб i -го потребителя при его отключении (ограничении); ΔP – отключаемая мощность; T – время отключения; y – число отключений за период T .

Строго говоря, надежность электроснабжения потребительских узлов определяется совокупной надежностью промежуточных технологических уровней ЭЭС, включая и надежность распределительной сети.

Основные ограничивающие условия. В общем случае проблема оптимальной коррекции плана формулируется как задача нелинейного программирования по формулам:

$$\min F(\bar{\mathbf{J}} + \Delta \bar{\mathbf{J}}, \mathbf{G}); \quad (2)$$

$$\mathbf{W}(\mathbf{X}(\mathbf{G}, \bar{\mathbf{J}} + \Delta \bar{\mathbf{J}}), \bar{\bar{\mathbf{J}}} + \Delta \bar{\mathbf{J}}, \mathbf{G}) = 0, \quad (3)$$

где (2) – целевая функция управления при отклонении параметров на $\Delta \bar{\mathbf{J}}$ от вектора исходных данных $\bar{\mathbf{J}}$; (3) – уравнение установившегося режима ТЭО (\mathbf{X} – зависимые параметры; \mathbf{G} – управляющие воздействия); \mathbf{X} и \mathbf{G} – формируются в виде двусторонних ограничений-неравенств, наложенных на параметры режима.

Каждый компонент многокритериальной целевой функции варьируется в своей области допустимых значений, основные требования к которым сводятся к общесистемным нормативам качества, надежности, устойчивости и бесперебойности получения ЭЭ по межсистемным линиям связи. При расчете предельных межсистемных перетоков мощности учитываются:

- передача дополнительной резервной мощности от соседних частей объединения при аварийном выходе в данной зоне объединения наиболее крупного агрегата или аварийном снижении генерирующей мощности на 1,2 от расчетно необходимого аварийного резерва при изолированной работе;
- обеспечение выдачи всего избытка мощности электростанций (для каждой части объединения).

Пропускная способность основных элементов системообразующей сети объединения как в основном планируемом режиме (при полной схеме основной сети, а также в послеаварийной схеме при отключении любого ее элемента), так и в предельных режимах при полной схеме сети должна быть достаточной для обеспечения устойчивости и надежного электроснабжения потребителей.

Основные значения перетоков обменной мощности по МЛЭП определяются в рамках двусторонних нестрогих ограничений

$$S_{\zeta}^{\min} \leq S_{\zeta} \leq S_{\zeta}^{\max}, \quad \zeta \in \Lambda,$$

где Λ – множество контролируемых линий; S_{ζ}^{\min} , S_{ζ}^{\max} – нижняя и верхняя границы допустимых значений перетоков по ζ -й МЛЭП соответственно; S_{ζ} – поток мощности в ζ -й линии.

После проверки ЛЭП по пропускной способности выделяется множество линий $v \in V$ с нарушенными режимными ограничениями. Соответственно формируется корректирующий вектор $\Delta \dot{S}$

$$\Delta \dot{S} = \text{colon}[\Delta \dot{S}_1, \Delta \dot{S}_1, \dots, \Delta \dot{S}_\gamma, \dots, \Delta \dot{S}_v],$$

компоненты которого равны:

$$\Delta S_v = \begin{cases} S_v^{\max} - S_v, & \text{если } S_v^{\max} < S_v \\ 0, & \text{если } S_v^{\max} \geq S_v \end{cases},$$

где S_v^{\max} – максимально допустимый поток мощности в v -й линии; S_v – поток мощности в v -й линии в рассматриваемом режиме; V – множество линий с нарушенными режимными ограничениями.

На первом этапе решения задачи коррекции режима ЭЭС можно ограничиться возможностью регулирования перетоков ЛЭП с помощью одних лишь средств генерации активной и реактивной мощностей (электростанции системы и источники реактивной мощности). В этом случае можно записать

$$\Delta \dot{S} = \underline{C} \Delta \dot{s},$$

где \underline{C} – матрица коэффициентов распределения токов; $\Delta \dot{s}$ – вектор-столбец задающих мощностей в узлах.

Тогда матрицу \underline{C} можно рассматривать как матрицу чувствительности перетоков ЛЭП при вариации активных и реактивных мощностей в узлах. На этом этапе критерием оптимальности считаются минимальные изменения узловых мощностей (по сравнению с исходным режимом). Вектор $\Delta\dot{s}$, найденный из последнего соотношения, будет удовлетворять этому критерию.

На следующем этапе в коррекцию параметров включаются ветви, имеющие трансформаторы с РПН. Принимая в первом приближении допущение о том, что приведенные напряжения в узлах расчетной схемы одинаковы по величине и фазе и равны U_{cp} , можно записать [10]

$$\Delta\dot{S} = \underline{C}\Delta\dot{s} + \text{diag}\underline{Y}(\underline{M}*\underline{C} + \mathbf{1})(\mathbf{e}^{(m)} - \underline{\Delta k})U_{cp}^2,$$

где $\text{diag}\underline{Y}$ – диагональная матрица проводимостей ветвей; \underline{M} – первая матрица инцидентий; $\underline{\Delta k}$ – вектор-столбец отклонений относительных коэффициентов трансформации по отношению к исходному базисному режиму (для соответствующих ступеней трансформации); $\mathbf{e}^{(m)}$ – вектор-столбец, состоящий из m единиц.

Если рассматривать последнее выражение с точки зрения ввода параметров режима в допустимую область, то известными будут компоненты вектора $\Delta\dot{S}$, а неизвестными – компоненты векторов $\Delta\dot{s}$, соответствующие узлам с источниками регулирования активной и реактивной мощностей, и $\underline{\Delta k}$, соответствующие ветвям, имеющим трансформаторы с РПН. В число ограничений могут включаться также технические требования к работе системных регуляторов АРЧМ, работающих совместно с элементами системной автоматики и релейной защиты ОЭС.

Для перспективной полной оценки баланса энергии и его коммерческих составляющих для всего ТЭО необходимо рассматривать энергобалансы на всех уровнях энергетической иерархии [11].

ВЫВОДЫ

1. Оптимизация балансовой надежности дефицитной энергосистемы сводится к оптимизации межсистемных перетоков мощности в энергообъединении с учетом режимных, технических и стоимостных факторов.
2. Задача определения оптимальных межсистемных перетоков мощности является сложной, с многокритериальной функцией цели.
3. Многофакторное взаимодействие энергосистем с учетом межсистемных транзитов повышает устойчивость параллельной работы, надежность, экономичность производства и распределения электроэнергии в смежных энергосистемах.

ЛИТЕРАТУРА

1. К о н ц е п ц и я регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии. – Утв. решением ЭЭС СНГ от 27.10.2007.
2. О с н о в н ы е технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков. – Утв. решением ЭЭС СНГ от 12.10.2007.
3. М а н о в, Н. А. Состояние и проблемы исследования балансовой надежности либерализованных электроэнергетических систем / Н. А. Манов // Методические вопросы исслед-

дования надежности больших систем энергетики. – Вып. 62: Проблемы надежности существующих и перспективных систем энергетики и методы их решения / отв. ред. Н. И. Воропай, В. А. Савельев. – Иваново: ПресСто, 2011. – С. 11–17.

4. Ч у к р е е в, Ю. Я. Проблемы сравнения отечественных и зарубежных вероятностных показателей балансовой надежности ЭЭС / Ю. Я. Чукреев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Вып. 62: Проблемы надежности существующих и перспективных систем энергетики и методы их решения / отв. ред. Н. И. Воропай, В. А. Савельев. – Иваново: ПресСто, 2011. – С. 95–103.

5. А л е к с а н д р о в, О. И. Оптимизация суточного режима энергосистемы / О. И. Александров, С. В. Домников, Г. Г. Бабкевич // Известия РАН. Энергетика и транспорт. – 1993. – № 1. – С. 81–97.

6. М а р к о в и ч, И. М. Режимы энергетических систем / И. М. Маркович. – М.: Энергия, 1969. – 351 с.

7. Н а д е ж н о с т ь систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы / Г. Ф. Ковалев [и др.]; под ред. Н. И. Воропая. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд. РАН, 1999. – 204 с.

8. С к о п и н ц е в, В. А. Качество электроэнергетических систем: надежность, безопасность, экономичность, живучесть / В. А. Скопинцев. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 331 с.

9. А л е к с а н д р о в, О. И. Расчет оптимальных графиков электропотребления промышленного узла нагрузки / О. И. Александров // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 1994. – № 3. – С. 16–20.

10. А л е к с а н д р о в, О. И. Математическая модель оптимизации электроснабжения дефицитных регионов по межсистемным линиям связи / О. И. Александров, М. Ш. Мисриханов, Н. В. Радоман // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Вып. 62: Проблемы надежности существующих и перспективных систем энергетики и методы их решения / отв. ред. Н. И. Воропай, В. А. Савельев. – Иваново: ПресСто, 2011. – С. 468–476.

11. Ф у р с а н о в, М. И. Многоуровневые балансы электроэнергии в электрических сетях Белорусской энергосистемы / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой, В. В. Макаревич // Материалы Десятой Междунар. науч.-техн. конф. «Наука – образованию, производству, экономике». – Минск: БНТУ, 2012.

Представлена кафедрой
электротехники и электроники БНТУ

Поступила 31.01.2013

УДК 621.32

ВЛИЯНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ НА РЕЖИМ РАБОТЫ СЕТИ НАРУЖНОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Канд. техн. наук, доц. КОЗЛОВСКАЯ В. Б., инж. КАЛЕЧИЦ В. Н.

Белорусский национальный технический университет

Расход электроэнергии на освещение составляет около 13–15 % общего электропотребления, при этом на долю наружного освещения приходится примерно 0,4 % общегородского. Можно выделить несколько особенностей сетей наружного освещения, оказывающих существенное влияние на режимы их работы. Линии наружного освещения являются достаточно