

## ОБЩИЕ ВОПРОСЫ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-1-4-19>

УДК 620.9

# Декомпозиционная модель для исследования и оптимизации надежности основной структуры ЕЭС России

**Непомнящий В. А.**

*Липовский проезд, 3а, кв.15, 188541, г. Сосновый Бор Ленинградской области, Россия*

Поступила / Received 01.12.2020

Принята к печати / Accepted for publication 16.02.2021

Изложены основные положения авторской модели надежности электроэнергетических систем (ЭЭС) и их объединений (ЕЭС РФ, ОЭС), позволяющей аналитически определять основные показатели надежности работы ЭЭС в составе генерации (балансовая надежность) и магистральных электрических сетей (надежность передачи) с учетом дислокации генерирующих мощностей и электрических нагрузок, электрических режимов и надежности работы магистральных электрических сетей.

Для расчетов электрических режимов работы магистральных сетей 750–220 кВ использован метод декомпозиции Стотта, предусматривающий упрощение матрицы Якоби с разделением ее на две независимые подсистемы  $P \rightarrow \delta$  и  $Q \rightarrow U$ , основанные на слабой функциональной связи между  $P$  и  $U$  и между  $Q$  и  $\delta$ .

При разработке модели большое внимание уделено вопросам повышения корректности в оценке статической и динамической устойчивости ЕЭС и учету этих факторов в процессе расчетов надежности магистральных электрических сетей для каждой из рассматриваемых аварийных ситуаций. Особое внимание уделено повышению точности оценки экономических потерь (ущербов национальной экономики) в различных условиях работы и восстановления ЕЭС: при работе с пониженной частотой, при срабатывании устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР) и специальной автоматики отключения нагрузки (САОН), при внезапных отключениях потребителей, отключениях с предупреждением и плановых ограничениях электропотребления. При формировании состава потребителей, подлежащих ограничениям, вместо используемого в настоящее время пропорционального подхода для снижения ущерба применяется метод неопределенных множителей Лапласа, основанный на учете технологической и экономической реакции различных видов потребителей на ограничения их электрических нагрузок.

Расчеты завершаются оценкой среднегодового недоотпуска электроэнергии и экономического ущерба потребителям от нарушений их электроснабжения для ЕЭС России в 2017–2019 гг., как основы для оптимизации системной надежности. Показано, что среднегодовой вероятный ущерб только в магистральных сетях ЕЭС РФ достигает 1.2% произведенного годового ВВП, в то время как его годовой прирост по оценкам МЭР и Госкомстата РФ за этот период не превышал 1.8%. Таким образом, из-за ненадежности работы только магистральных сетей 750–220 кВ ЕЭС национальная экономика ежегодно теряет до 2/3 его годового прироста.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** надежность, статическая устойчивость, динамическая устойчивость, недоотпуск электроэнергии, ущерб потребителям, оптимизация надежности

Адрес для переписки:

Непомнящий В. А.

*Липовский проезд, 3а, кв.15, 188541, г. Сосновый Бор  
Ленинградской области, Россия*

*e-mail: nva.sbor@mail.ru*

Address for correspondence:

Nepomnyashchiy V. A.

*Lipovskiy proezd, 3a, fl.15, 188541, Sosnovy Bor, Leningrad  
region, Russia*

*e-mail: nva.sbor@mail.ru*

Для цитирования:

Непомнящий В. А. Декомпозиционная модель для исследования и оптимизации надежности основной структуры ЕЭС России. *Надежность и безопасность энергетики*. 2021. – Т. 14, №1 – С. 4–19.

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-1-4-19>

For citation:

Nepomnyashchiy V. A. [Decomposition model for examination and optimization of reliability of the basic structure of UES of Russia]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry* 2021, vol. 14, no. 1, pp. 4–19. (in Russian)

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-1-4-19>

## Decomposition model for examination and optimization of reliability of the basic structure of UES of Russia

**Непомнящий В. А.**

*Lipovskiy proezd, 3a, fl.15,188541, Sosnovy Bor, Leningrad region, Russia*

The main provisions are outlined of the author's model of electric energy systems and their associations (Unified Energy Systems of Russia, UPS), enabling to determine analytically the key parameters of reliability of operation of EES within generation facilities (generation adequacy) and trunk power grids (transmission reliability) subject to dislocation of generation facilities and electric loads, electric modes and reliability of operation of trunk power grids.

For calculations of electric modes of operation of 750–220 kV power grids, Stott's decomposition method is used involving simplification of the Jacobian matrix, the latter being divided into two independent subsystems  $P \rightarrow \delta$  and  $Q \rightarrow U$ , based on a weak functional link between  $P$  and  $U$  and between  $Q$  and  $\delta$ .

When developing the model, much attention has been paid to improving the correctness in assessing the static and dynamic stability of the UES and taking into account these factors in the process of calculating the reliability of trunk power grids networks for each of the considered emergency situations. Special attention has been paid to improving the accuracy of estimates of economic losses (damage to the national economy) under various conditions of operation and recovery of UES: when working at low frequency, on actuation of automatic frequency load shedding (AFLS) devices and special load shedding automatics (SLSA), in case of sudden shutdowns, shutdowns with prior notice, and planned power supply restrictions. When forming the composition of consumers subject to restrictions, instead of the currently used proportional approach, the method of indefinite Laplace multipliers is used to reduce damage, based on taking into account the technological and economic response of various types of consumers to restrictions of their electrical loads.

The calculations are concluded with an assessment of the annual average undersupply of electric energy and economic damage to consumers from disruptions of their power supply for the UES of Russia in 2017–2019, as a basis for optimizing the system reliability. It is shown that the probable annual average damage only in trunk grids of the UES of Russia amounts to as much as 1.2 percent of annual GDP, while its annual growth over the same period is estimated by the Ministry of Economic Development and the State Statistics Committee of the Russian Federation to be within 1.8%. Thus, due to the unreliability of the operation of only 750–220 kV main nets of UES, the national economy annually loses up to 2/3 of its annual growth.

**KEYWORDS:** reliability, static stability, dynamic stability, undersupply of electric energy, damage to consumers, optimization of reliability

Переход электроэнергетики к рыночным отношениям по ряду причин **негативно отразился на надежности и качестве электроснабжения потребителей**. Возросли проблемы скоординированного планирования и взаимодействия конкурентных (генерация) и регулируемых (сетевой комплекс) сфер рынка.

Руководствуясь критерием максимальной доходности (максимального извлечения прибыли), участники энергетического рынка стремятся предельно использовать пропускную способность электрических сетей, сокращать резервы мощности на электростанциях, избегать регулирования режимов и дополнительного расхода топлива. А поскольку в критерий максимальной доходности не входит одна из основных составляющих — ущерб национальной экономике из-за нарушений ее электроснабжения — то принимаемые Системным оператором решения не всегда отвечают требованиям обеспечения надежности электроснабжения. Очевидно, именно по этой причине в последних редакциях Правил устройства электроустановок (ПУЭ) теперь записано, что энергоснабжающая организация гарантирует только предусмотренное для III категории надежности допустимое число часов отключения в год 72 ч (но не более 24 ч подряд, включая срок восстановления энергоснабжения), а о более высоком уровне

надежности электроснабжения потребитель должен заботиться сам. Такое решение существенно облегчает Системному оператору выполнять технические функции по ведению режимов и осуществлению противоаварийных действий традиционными методами управления, перекладывая по существу всю ответственность за нарушение электроснабжения на потребителя.

С позиций надежности ЕЭС России является многоуровневым электроэнергетическим комплексом, в которые входят электрические станции, магистральные и распределительные сети, системная и противоаварийная автоматика.

Анализ ряда либерализованных мировых рынков электроэнергии показал, что за рубежом пока нет сформировавшихся устойчивых механизмов обеспечения надежности. Различные страны по-разному решают эту проблему с широким набором мер, значительная часть которых носит скорее эмпирический, чем технически и экономически обоснованный характер (в частности, справедливые для малых энергосистем критерии N-1 и N-2, где N — общее число элементов, 1 и 2 — число элементов, находящихся одновременно в аварийном состоянии).

В России и Советском Союзе, начиная еще с 60-х годов прошлого столетия, проводились и продолжают проводиться фундаментальные и прикладные разработки в

области теории надежности больших систем энергетики и ее практических приложений. В 60-е годы были образованы Постоянная комиссия по надежности и Постоянная экспертная комиссия по надежности Минэнерго СССР, под руководством д.т.н. И. М. Марковича (ЭНИН), начал функционировать семинар по проблемам надежности. В 1973 г. под руководством д.т.н., в последствие академика АН СССР и РАН Ю. Н. Руденко по решению Научного совета АН СССР по комплексным проблемам энергетики был создан научный семинар (в последствие международный) «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», собравший под своей эгидой лучших специалистов страны в этой области и функционирующий по настоящее время.

Из практических рекомендаций этого периода следует отметить «Справочник по проектированию электроэнергетических систем» под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро (1971 и 1985 гг.), в котором излагались конкретные методы расчета и оптимизации надежности при решении основных задач, возникающих при проектировании развития электроэнергетических систем.

В процессе развития электроэнергетических систем возникает необходимость решения трех типов задач надежности:

1. Определение оптимального уровня надежности генерирующих мощностей.

2. Определение оптимального уровня надежности передачи и распределения электроэнергии и мощности (т. е. надежности электрических сетей):

а) магистральных сетей (класс напряжения 220–750 кВ и выше),

б) распределительных сетей (110-35-10(6) кВ).

3. Оптимизация надежности схем электроснабжения конкретных потребителей: производственных предприятий, объектов жилищно-коммунальной сферы.

При этом надежность генерирующих мощностей и магистральных сетей следует исследовать совместно **как системную надежность**, хотя в ряде задач (например, при заданной структуре и масштабах развития ге-

нерирующих мощностей) надежность магистральных сетей можно оптимизировать самостоятельно.

Состав задач надежности при проектировании развития электроэнергетических систем скомпонован в таблице 1.

В проблеме надежности электроэнергетики можно выделить три понятия: **системная надежность, надежность распределения электроэнергии и мощности и надежность электроснабжения потребителей.**

Понятие системной надежности относится к генерирующим мощностям, системообразующим и магистральным электрическим сетям 1150–220 кВ (рисунок 1).

Оптимизации именно этого показателя и посвящена данная статья.

Интегральной характеристикой (индексом) системной надежности является вероятность бесперебойной подачи мощности и электроэнергии в системные Центры Питания — системные подстанции, к которым подключаются основные распределительные сети 220–110 кВ и ниже. Другой характеристикой системной надежности можно считать вероятность развития системных аварий и вероятность сохранения статической устойчивости электроэнергетической системы.

Индекс системной надежности включает в себя два компонента: вероятность бесперебойного производства электроэнергии и вероятность ее бесперебойной передачи по магистральным сетям и определяется как

$$P_{\text{над}}^{\text{сист}} = P_{\text{над}}^{\text{ген}} \cdot P_{\text{над}}^{\text{м.с.}} \quad (1)$$

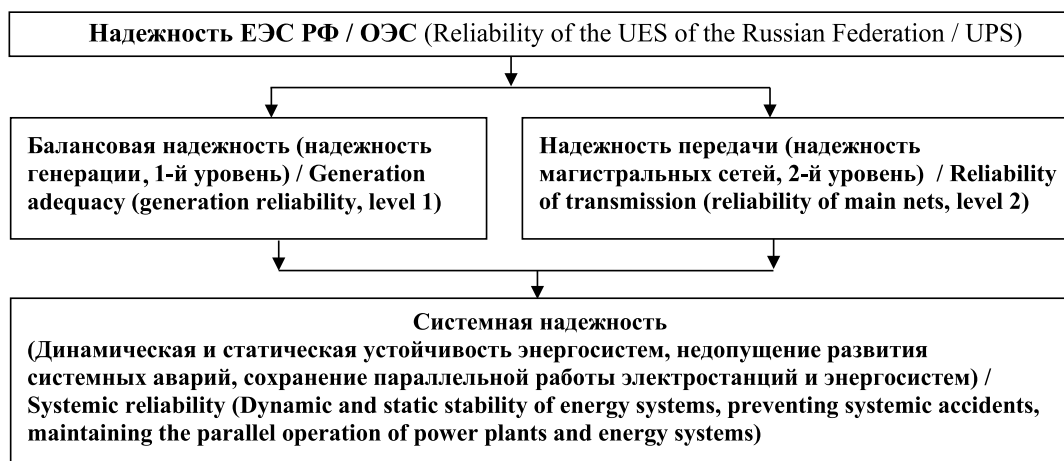
В качестве примера в таблице 2 приводятся данные фактического уровня системной надежности для трех энергосистем России, составленные по результатам расчетов автора, проведенных с использованием авторских вычислительных программ. Из расчетов видно, что наименее надежным звеном в цепи «генерация-магистральная сеть» являются системообразующие и магистральные сети 750–220 кВ.

Однако, несмотря на это, большинство отечествен-

**Таблица 1.** Состав задач надежности при проектировании развития энергосистем, энергообъединений и их магистральных сетей

**Table 1.** Composition of reliability tasks at design of development of energy systems, energy associations and their main nets

| Состав задач развития электроэнергетики /<br>Composition of tasks for the development of<br>the electric power industry  | Наименование задач /<br>Name of tasks   |
|--|---|
| 1. Балансы мощности и электроэнергии /<br>Power and electrical energy balances   | Определение оптимальной величины резерва мощности энергосистем (ремонтного, аварийного, нагрузочного, стратегического) /<br>Determination of the optimum value of power reserve of energy systems (repair, emergency, load, strategic reserve)  |
| 2. Выбор схем и параметров магистральных электрических сетей 220 кВ и выше и очередности их развития /<br>Selection of arrangements and parameters of power grids of 220 kV and higher, and order of priority of their development | Определение аварийных снижений располагаемых мощностей электростанций, определение технических и экономических показателей надежности вариантов схемы развития магистральных сетей объединений. Расчеты статической устойчивости, оптимизация пропускной способности и уровня надежности магистральных сетей энергообъединений и межсистемных связей, оценка вероятности развития системных аварий и их минимизация. Ранжирование элементов магистральной сети по эффективности инвестиций в повышение надежности /<br>Determination of emergency reductions of available power plant capacities, determination of technical and economic indicators of reliability of variants of the scheme of development of main nets of associations. Calculations of static stability, optimization of throughput and reliability level of main nets of power associations and intersystem connections, assessment of the probability of development of systemic accidents and minimization of the same. Ranking of the main nets elements by return on investment in reliability improvement |



**Рисунок 1.** Иерархические уровни надежности ЕЭС России  
**Figure 1.** Hierarchical levels of reliability of the UES of Russia

**Таблица 2.** Показатели системной надежности ряда энергосистем России в 2005 г. (пример)  
**Table 2.** Parameters of systemic reliability of some of Russia's energy systems in 2005 (example)

| Энергосистемы /<br>Energy systems  | Компоненты надежности, отн. ед. / Reliability components, rel. units  |   |  |  |
|------------------------------------|---|---|--|--|
|                                    | Генерация /<br>Generation   | Системообразующие и<br>магистральные сети /<br>Backbone and main nets | Вероятность развития системных аварий с<br>ограничениями потребителей /<br>Probability of development of systemic accidents with<br>restrictions for consumers | Системная надежность /<br>System reliability |
| Оренбургэнерго /<br>Orenburgenergo | 0,997000  | 0,985435  | 0,000189   | 0,982479                                     |
| Ростовэнерго /<br>Rostovenergo     | 0,997000  | 0,950253  | 0,003973   | 0,947402                                     |
| Ленэнерго /<br>Lenenergo           | 0,997000  | 0,956070  | 0,001612   | 0,953202                                     |
| Примечание /<br>Note               | Вероятность развития системных аварий учтена в составе надежности магистральной сети /<br>The probability of development of systemic accidents is taken into account in the reliability of main net |   |  |  |

ных [1] и зарубежных специалистов обращают основное внимание на так называемую «балансовую надежность»<sup>1</sup>, т. е. надежность генерации, техническая сторона которой рассматривается ими достаточно подробно, а экономическая — упрощено в виде показателя ущерба от нарушений электроснабжения вне зависимости от отраслевой структуры потребителей, степени ограничения их электрической нагрузки, характера ограничения (аварийное, с предупреждением, плановое), способа балансировки нагрузки и генерации: снижение частоты в системе, отключение части нагрузок устройствами АЧР, ограничение нагрузок потребителей по графику аварийной разгрузки. При этом «горячий резерв» мощности рядом специалистов предлагается приравнять мощности самого крупного агрегата в энергосистеме.

Надежность же магистральных сетей рассматривается весьма упрощено, в лучшем случае, с использованием критерия N-1 (в отдельных случаях N-2) при

<sup>1</sup> Повсеместно используемый термин «балансовая надежность» представляет собой некорректный перевод с английского «balance reliability», правильно переводимый как «надежность баланса», но чтобы не вносить путаницу в терминологию, далее будет использоваться термин «балансовая надежность».

априорном задании пропускной способности сети некоторым расчетным постоянным значением вне зависимости от изменения состава работающих ЛЭП в процессе расчета надежности.

Существенную погрешность в учете « сетевого фактора » вносит и отсутствие в этих моделях блока оптимизации электрических режимов и их вводов в допустимую по устойчивости и напряжению область. Кроме того, ни в одной из используемых отечественных и зарубежных моделей расчета балансовой надежности не рассматриваются ситуации развития системных аварий как одного из компонентов системной надежности.

Очень серьезным недостатком имеющихся моделей « балансовой надежности » является отсутствие в них такого важного экономического показателя как экономические потери, или **ущерб от нарушений электроснабжения национальной экономики**.

Проведенные расчеты с использованием авторской модели показали, что на уровне 2018–2019 гг. этот показатель достиг 1.29% от произведенного ВВП (в ценах 2010 г.). Темп же роста ВВП России в 2018–2019 гг. по оценкам МЭР составил 1.6%. **Таким образом, 80% прироста ВВП в 2019 г. было потеряно из-за ненадежности функционирования основной структуры**

## ЕЭС России — генерации и магистральных сетей.

Следует также отметить, что все зарубежные модели базируются на так называемых «международных стандартах» показателей надежности электроснабжения: **SAIFI** (средний индекс частоты прерываний электроснабжения конечных потребителей в системе), **SAIDI** (средний индекс длительности прерываний электроснабжения конечных потребителей в системе в течение года), **CAIDI** (средний индекс времени восстановления электроснабжения одного потребителя), в которых фигурирует некое обезличенное понятие «конечный потребитель», не учитывающее особенностей его технологических процессов, экономических характеристик и меры его важности для функционирования экономики региона.

**Основные показатели надежности ЕЭС/ОЭС** России можно сформулировать следующим образом.

Согласно основным положениям теории надежности под надежностью работы электроэнергетической системы следует понимать ее свойство сохранять способность выполнения предназначенных функций в любом интервале времени *независимо от воздействия внешних условий*<sup>2</sup>.

В качестве основных технических и энергетических показателей надежности электроэнергетической системы рассматриваются:

а) вероятность пребывания системы в неисправных состояниях  $Q_{\text{сист}}$ ;

б) вероятность исправного состояния системы  $P_{\text{сист}} = 1 - Q_{\text{сист}}$ ;

в) вероятность ограничения нагрузки системы  $Q_{\text{сист}}^{\text{огр}}$  и энергоузла  $Q^{\text{огр}}$ ;

г) математическое ожидание степени ограничения нагрузки ЭЭС в целом  $\bar{\varepsilon}_{\text{сист}}$  и отдельного энергоузла (подстанции)  $\bar{\varepsilon}_i$ ;

д) относительный недоотпуск электроэнергии потребителям за время нарушения электроснабжения по ЭЭС  $\Delta \bar{\Delta}_{\text{сист}}^*$  и отдельного энергоузла  $\Delta \bar{\Delta}_i^*$ ;

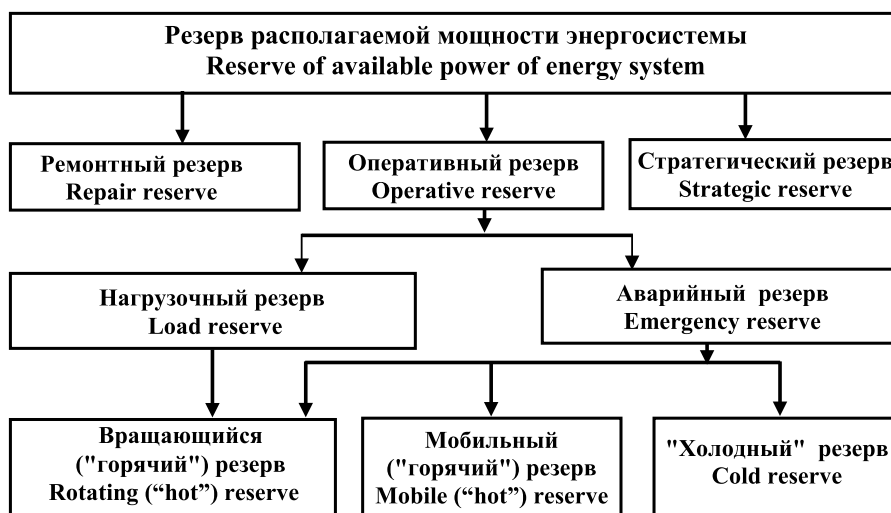
е) среднегодовой ущерб потребителям от нарушений электроснабжения  $\bar{Z}_{\text{ущ}}$  в денежном исчислении и в долях от произведенного ВВП/ВРП (валовой внутренний / региональный продукт).

Модель расчета надежности ЕЭС и входящих в нее ОЭС принципиально состоит из трех основных блоков:

**Первый блок** — расчет балансовой надежности ЕЭС как концентрированной энергосистемы предусматривает определение оптимального резерва генерирующей мощности в составе аварийного, частотного и стратегического резервов<sup>3</sup>, предназначенного для компенсации случайных отклонений нагрузок и располагаемых генерирующих мощностей от расчетных значений. Эти виды резервов обусловлены случайными процессами отклонения нагрузок и генерирующих мощностей от расчетных значений, и определять эти резервы следует с использованием методов теории надежности.

Предложенная структура резерва представлена на рисунке 2.

**Второй блок** — учет «сетевых факторов» с расчетами надежности передачи электроэнергии по магистраль-



**Рисунок 2.** Структура резерва генерирующей мощности электроэнергетической системы

**Figure 2.** Structure of reserve of generating capacity of electric energy system

<sup>2</sup> В большинстве работ, посвященных этой теме, понятие надежности элемента, который должен надежно работать только в нормативных (проектных) условиях, необоснованно переносится на понятие надежности энергосистемы и ее электрических сетей, которые **обязаны обеспечивать надежность электроснабжения в любых условиях независимо от внешних воздействий**. Упрощенная формулировка надежности энергосистем и электрических сетей уже изначально снимает ответственность с энергоснабжающих организаций за недостаточное резервирование с ссылкой на так называемые форс-мажорные обстоятельства регионального характера (например, гололед, грозовой сезон, повышенные ветровые нагрузки и т. п.).

<sup>3</sup> В технической литературе, в частности в [10], имеются и другие обобщающие наименования этих видов резерва: оперативный, компенсационный, но суть дела от этого не меняется.

ным сетям от источников генерации к региональным узлам нагрузки (РУН), с оценкой статической и динамической устойчивости, расчетами токов короткого замыкания, определением среднегодового аварийного недоотпуска электроэнергии и ущерба потребителям из-за отказов элементов магистральной электрической сети.

**Третий блок** — определение вероятности развития системных аварий, их энергетических и экономических последствий нарушения параллельной работы отдельных региональных энергосистем и объединений, вероятный недоотпуск электроэнергии и ущерб потребителям подробно рассмотрены в [7–10].

Агрегированная блок-схема алгоритма расчета приведена на рисунке 3.

Методика определения оптимальной величины 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 изменением ВВП (или ВРП региона, обслуживаемого данным региональным энергообъединением). Одновременно необходимо контролировать величину по-

требных инвестиций, ограниченных экономически допустимым объемом вложений в резервирование генерирующей мощности ЭЭС, и изменение текущих эксплуатационных расходов.

Математическое ожидание ущерба национальной экономике при аварийных снижениях располагаемой мощности энергообъединения или случайных превышениях нагрузки над расчетным значением определим по выражению

$$\bar{Z}_{\text{ущ}}^{\text{сист}} = \bar{Z}_{\text{ущ}}^{\text{деф}} + \bar{Z}_{\text{ущ,рем.}} \quad (2)$$

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 и магистральных сетей.

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

$$\bar{Z}_{\text{ущ}}^{\text{деф}} = T \bar{N}_{\text{нагр}}^{\text{сист}} \bar{\varepsilon}_{\text{сист}}^{\text{деф}} \gamma(\bar{\varepsilon}_{\text{сист}}^{\text{деф}}) Q_{\text{деф}}^{\text{огр}} (\bar{N}_{\text{нагр}}^{\text{сист}}) \bar{Z}_{\text{ущ}}^{\text{сист}} (\bar{\varepsilon}_{\text{сист}}^{\text{деф}}), \quad (3)$$

где  $T$  — число часов в году (8 760 час);

$\bar{N}_{\text{нагр}}^{\text{сист}}$  — расчетное максимальное значение нагрузки энергосистемы;

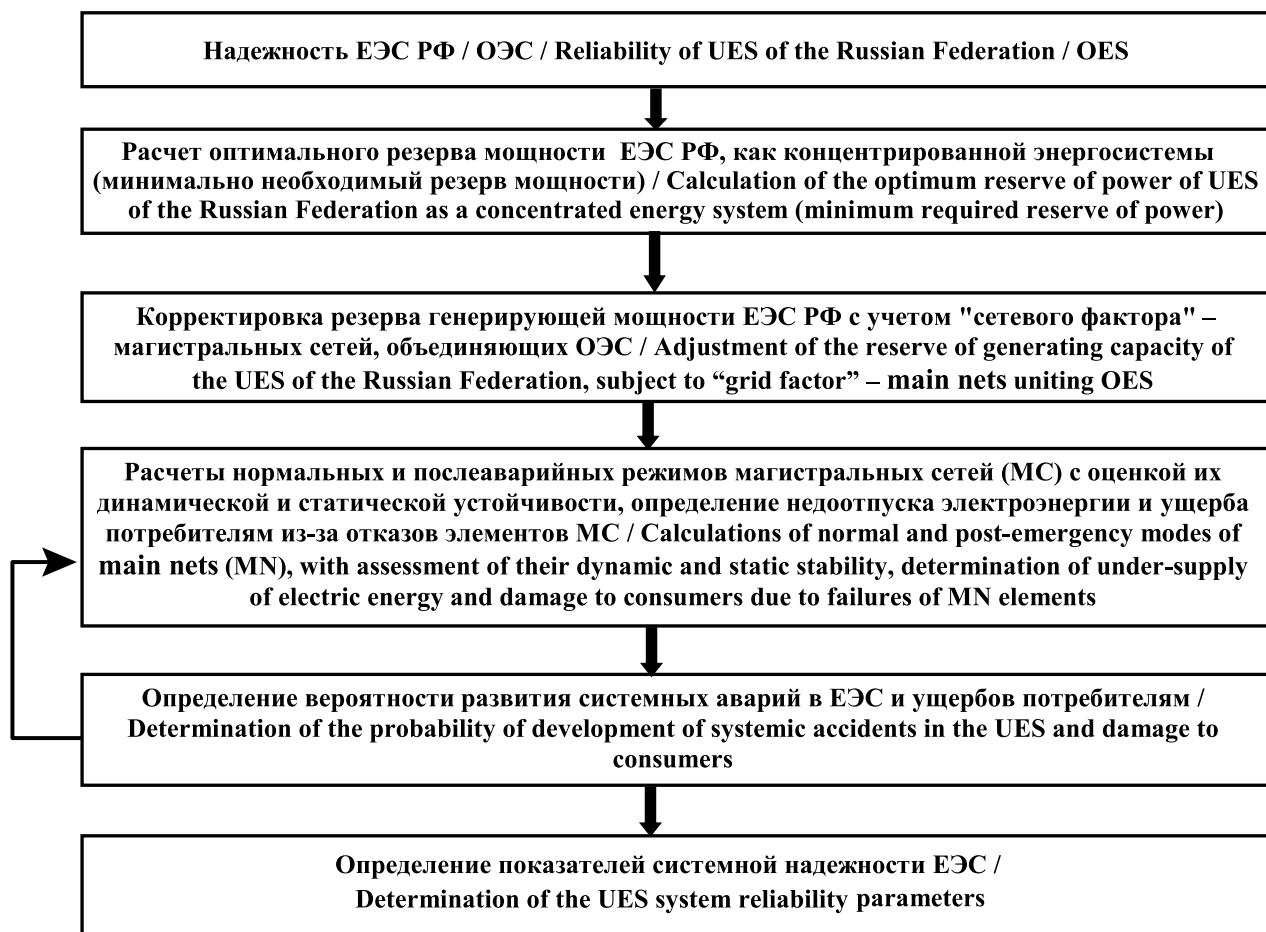


Рисунок 3. Укрупненная блок-схема алгоритма оптимизации системной надежности ЭЭС РФ

Figure 3. Structural flow chart of the algorithm for optimization of system reliability of the UES of the Russian Federation

$\bar{\varepsilon}_{\text{сист}}^{\text{деф}}$  — математическое ожидание степени ограничения нагрузки энергосистемы при возникновении дефицитов мощности из-за отказов агрегатов электростанций;

$\gamma(\bar{\varepsilon}_{\text{сист}}^{\text{деф}})$  — плотность ограничиваемой части графика нагрузки при данной степени ее ограничения;

$Q_{\text{деф}}^{\text{огр}}(\bar{N}_{\text{нагр}}^{\text{сист}})$  — вероятность ограничения нагрузки энергосистемы;

$\bar{z}_{\text{ущ}}^{\text{сист}}(\bar{\varepsilon}_{\text{сист}}^{\text{деф}})$  — средневзвешенный системный удельный ущерб из-за дефицита мощности в ЭЭС при аварийных, с предупреждением и плановых ограничениях нагрузки энергосистемы.

Количественно этот показатель зависит от степени ограничения нагрузки и способа балансирования нагрузки и генерации энергосистемы.

При дефиците мощности до 3.0% баланс мощности регулируется снижением частоты в ЭЭС до 48.5 Гц. При этом величина удельного ущерба в функции степени ограничения нагрузки  $\bar{\varepsilon}_{\text{сист}}^{\text{деф}}$  будет определяться по выражению

$$z_{\text{сист}}^{\text{ущ}}(\bar{\varepsilon}_{\text{сист}}^{\text{деф}}) = 35.93 + 621.8 \bar{\varepsilon}_{\text{сист}}^{\text{деф} 1.256}, \text{ руб/кВт.ч.} \quad (4)$$

При дефиците мощности от 3.0 до 6.0% и более баланс мощности регулируется отключением части нагрузок устройствами АЧР, и величина удельного ущерба будет равна

$$z_{\text{сист}}^{\text{ущ}}(\bar{\varepsilon}_{\text{сист}}^{\text{деф}}) = 40.46 + 720.1 \bar{\varepsilon}_{\text{сист}}^{\text{деф} 1.256}, \text{ руб/кВт.ч.} \quad (5)$$

Ущерб энергосистеме, обусловленный аварийными ремонтами поврежденного энергетического оборудования электростанций и магистральных сетей, можно вычислить по выражению

$$z_{\text{ущ.рем}} = \sum_{i=1}^{i=m_{\text{рез}}} c_{\text{рез}_i}^{\text{агр}} \lambda_{\text{агр}}^{\text{ав}} + \sum_{i=1}^{i=n^{\text{м.с}}} c_i^{\text{м.с}} \lambda_{\text{м.с}}^{\text{ав}} \quad (6)$$

где  $m_{\text{рез}}$  — количество резервных агрегатов;

$c_{\text{рез}_i}^{\text{агр}}$  — стоимость одного аварийного ремонта  $i$ -го резервного агрегата;

$c_{\text{рез}_i}^{\text{агр}}$  — среднегодовая частота отказов  $i$ -го резервного агрегата;

$n^{\text{м.с}}$  — количество элементов в магистральных сетях;

$c_i^{\text{м.с}}$  — стоимость одного ремонта элемента магистральной сети;

$\lambda_{\text{м.с}}^{\text{ав}}$  — повреждаемость элементов магистральных сетей.

Для определения математического ожидания степени ограничения нагрузки энергосистемы при возникновении дефицитов мощности из-за отказов агрегатов электростанций на уровне ЕЭС/ОЭС используем композицию нормального закона распределения отклонений максимумов нагрузки энергосистемы от среднего расчетного значения и пуассоновского закона распределения количества (мощности) отказавших энергоагрегатов, который для ЕЭС РФ согласно теории

<sup>4</sup> Здесь и далее экономические показатели приведены в ценах 2010 г.

вероятностей можно приблизить нормальным распределением [6]. Тогда средний небаланс мощности в энергосистеме (математическое ожидание) определится по формуле

$$\bar{z}_c = \bar{N}_{\text{нагр}}^{\text{сист}} - \bar{N}_{\text{сист}}^{\text{расп}} = \bar{N}_{\text{нагр}}^{\text{сист}} - \sum_{i=1}^{n_{\text{агр}}} (1 - q_i) N_{\text{агр}_i} \quad (7)$$

где  $q_i$  — мощность  $i$ -го энергоагрегата;

$N_{\text{агр}_i}$  — вероятность аварийного состояния  $i$ -го энергоагрегата;

$n_{\text{агр}}$  — количество энергоагрегатов в расчетной схеме. Среднеквадратичное отклонение небаланса мощности в энергосистеме при этом определится как

$$\sigma_z^c = [(\bar{N}_{\text{нагр}}^{\text{сист}} \sigma_N^{*c})^2 + \sum_{i=1}^{n_{\text{агр}}} q_i (1 - q_i) N_{\text{агр}_i}^2]^{0.5}, \quad (8)$$

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

а) вероятность дефицита генерирующей мощности в ЭЭС

$$Q_{\text{деф}}^{\text{огр}} = \frac{\int_0^{z_c^{\text{max}}} f(z_c) dz}{\int_0^{\infty} f(z_c) dz} = \frac{1}{2} \left[ \Phi\left(\frac{z_c^{\text{max}} - \bar{z}_c}{\sqrt{2} \sigma_z^c}\right) - \Phi\left(\frac{\bar{z}_c}{\sqrt{2} \sigma_z^c}\right) \right], \quad (9)$$

где  $\bar{z}_c$  — средний дефицит мощности в ЭЭС;

$\frac{z_c^{\text{max}}}{\sqrt{2} \sigma_z^c}$  — максимальный дефицит мощности в ЭЭС, определяемый как

$$z_c^{\text{max}} = \bar{z}_c + 3\sigma_z^c = \bar{N}_{\text{нагр}}^{\text{сист}} - \sum_{i=1}^{n_{\text{агр}}} (1 - q_i) N_{\text{агр}_i} + 3\sigma_z^c \quad (10)$$

б) математическое ожидание дефицита мощности в ЭЭС

$$M[z_c] = \frac{\int_0^{z_c^{\text{max}}} z_c f(z_c) dz}{\int_0^{\infty} f(z_c) dz} = \bar{z}_c + \sigma_z^c \sqrt{\frac{2}{\pi}} \frac{e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{z_c}{\sigma_z^c}\right)^2}}{\left[ \Phi\left(\frac{z_c^{\text{max}} - \bar{z}_c}{\sqrt{2} \sigma_z^c}\right) - \Phi\left(\frac{\bar{z}_c}{\sqrt{2} \sigma_z^c}\right) \right]}, \quad (11)$$

где  $\Phi\left(\frac{\bar{z}_c}{\sqrt{2} \sigma_z^c}\right)$  — интеграл вероятностей.

Вероятность ограничения электрической нагрузки энергосистемы зависит от вероятности совпадений аварийных состояний системы и появления в этот период спроса на электрическую нагрузку

$$Q_{\text{нагр}}^{\text{огр}} = Q_{\text{деф}}^{\text{огр}} \times \gamma(\bar{\varepsilon}_{\text{сист}}^{\text{деф}}), \quad (12)$$

где  $Q_{\text{деф}}^{\text{огр}}$  — вероятность пребывания системы в состояниях с аварийными или плановыми простоями

ми ее элементов, определяемая по выражению (10);  $\gamma(\bar{\epsilon}_{\text{сист}}^{\text{деф}})$  — вероятность спроса потребителей на электрическую нагрузку, характеризуемая величиной плотности ограничиваемой части графика нагрузки энергосистемы или ее узлов.

Показатель  $\gamma(\bar{\epsilon}_{\text{сист}}^{\text{деф}})$  зависит от суточной и годовой конфигурации графика нагрузки энергосистемы, определяемой отраслевой структурой электрических нагрузок ЭЭС и степени ограничения ее максимальной нагрузки.

На рисунке 4 приведена характеристика плотности ограниченной части графика нагрузки ЭЭС РФ (по материалам отчетности СО ЭЭС РФ за 2010 г.), которая хорошо аппроксимируется степенной зависимостью

Суммарные экономические потери, обусловленные ненадежностью генерации энергосистемы, определяются суммой (6) и (12)

$$Z_{\text{сист}}^{\text{ген}} = Z_{\text{ущ}}^{\text{деф}} + Z_{\text{ущ,рем}} \quad (13)$$

Наиболее сложной частью модели является корректный учет режимов работы сложной магистральной сети.

**Модель магистральной сети** состоит из двух частей и 5-ти блоков:

1. Расчеты нормального, аварийных и послеаварийных электрических режимов работы магистральной сети.
2. Оценка их статической и динамической устойчивости.
3. Проверка возможной перегрузки сетевых элементов по току.
4. Ввод режимов в допустимую область по току, напряжению, динамической и статической устойчивости путем перераспределения нагрузки между электростанциями в пределах их регулировочного диапазона.
5. Если эти меры не позволяют получить устойчивый

допустимый послеаварийный режим, то осуществляется ограничение нагрузок потребителей в узлах, оценивается вероятность этих ситуаций, среднегодовой недоотпуск электроэнергии и ущерб потребителям.

Укрупненная блок-схема алгоритма расчетов надежности ЭЭС России и входящих в нее ОЭС представлена на рисунке 5.

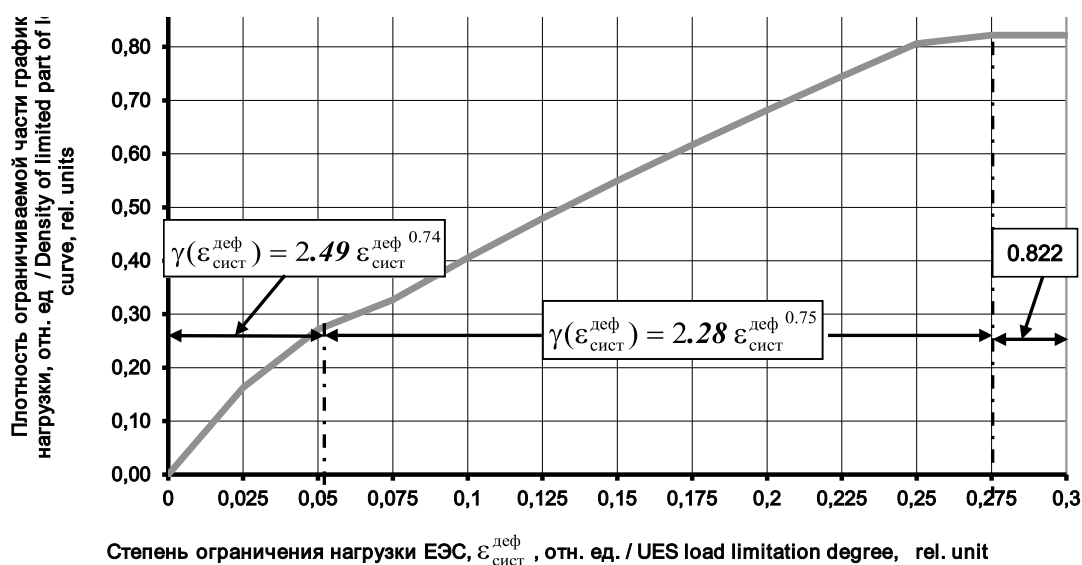
Авторская модель надежности электрических сетей энергосистемы и ее фрагменты неоднократно освещались в 1978–2018 гг. в литературе [7–10].

**В первой части модели** формируются различные неисправные состояния элементов электрических сетей, проводятся расчеты электрических режимов в этих состояниях с учетом пропускной способности ЭС по максимальному току, статической устойчивости и напряжению, осуществляется оптимизация этих режимов с вводом в допустимую область, проводится проверка динамической устойчивости при переходе ЭЭС в неисправные состояния и энерго-экономические последствия ее нарушения.

Для решения *первой части* задачи в модели использован корректный и эффективный в вычислительном аспекте экспресс-метод расчета электрического режима **с оценкой статической (апериодической) устойчивости** и вводом в допустимую область, основанный на декомпозиции  $P \rightarrow \delta \rightarrow Q \rightarrow U$ , предложенной В. Stott [11], и критерии перемены знака якобиана системы уравнений установившегося режима.

**Оценка динамической устойчивости** и выбор мер по ее обеспечению проводится на основе эквивалентирования для каждой ситуации сложной многомашиной системы к двухмашинной с использованием критериев устойчивости простого перехода.

**Вторая часть** модели определяет вероятности переходов элементов ЭС в состояния, приводящие к ограничениям нагрузок потребителей, вероятности самих ограничений нагрузок, средние значения и длитель-



**Рисунок 4.** Характеристика плотности ограничиваемой части графика нагрузки  $\gamma(\epsilon)$  для ЭЭС России  
**Figure 4.** Characteristic of density of limited part of load curve  $\gamma(\epsilon)$  for the UES of Russia

ности этих ограничений, абсолютный и относительный недоотпуск электроэнергии и экономический ущерб потребителям. При этом учитываются виды ограничений нагрузок: аварийные, с предупреждением потребителей, плановые, имеющие различные экономические последствия.

Вероятность ограничения нагрузки потребителей будет определяться произведением вероятности перехода ЭС в неисправные состояния и вероятности возникновения в этот период спроса на нагрузку, и вычисляется по формуле (13).

В процессе расчета рассматриваются следующие состояния ЭС: отказ или плановый ремонт одного из элементов (линии электропередачи, трансформатора), совпадение аварийных и плановых ремонтов двучепных ЛЭП, двух параллельных цепей, проходящих по одной или разным трассам, двух трансформаторов на одной подстанции.

Ликвидация энергетических последствий нарушений работы ЭС может быть осуществлена сочетанием максимально возможного использования резервов генерирующих мощностей и пропускной способности

ЭС с ограничениями (в последнюю очередь) нагрузок потребителей. При этом следует обеспечивать минимальные ущербы у потребителей, для чего используется принцип неопределенных множителей Лагранжа.

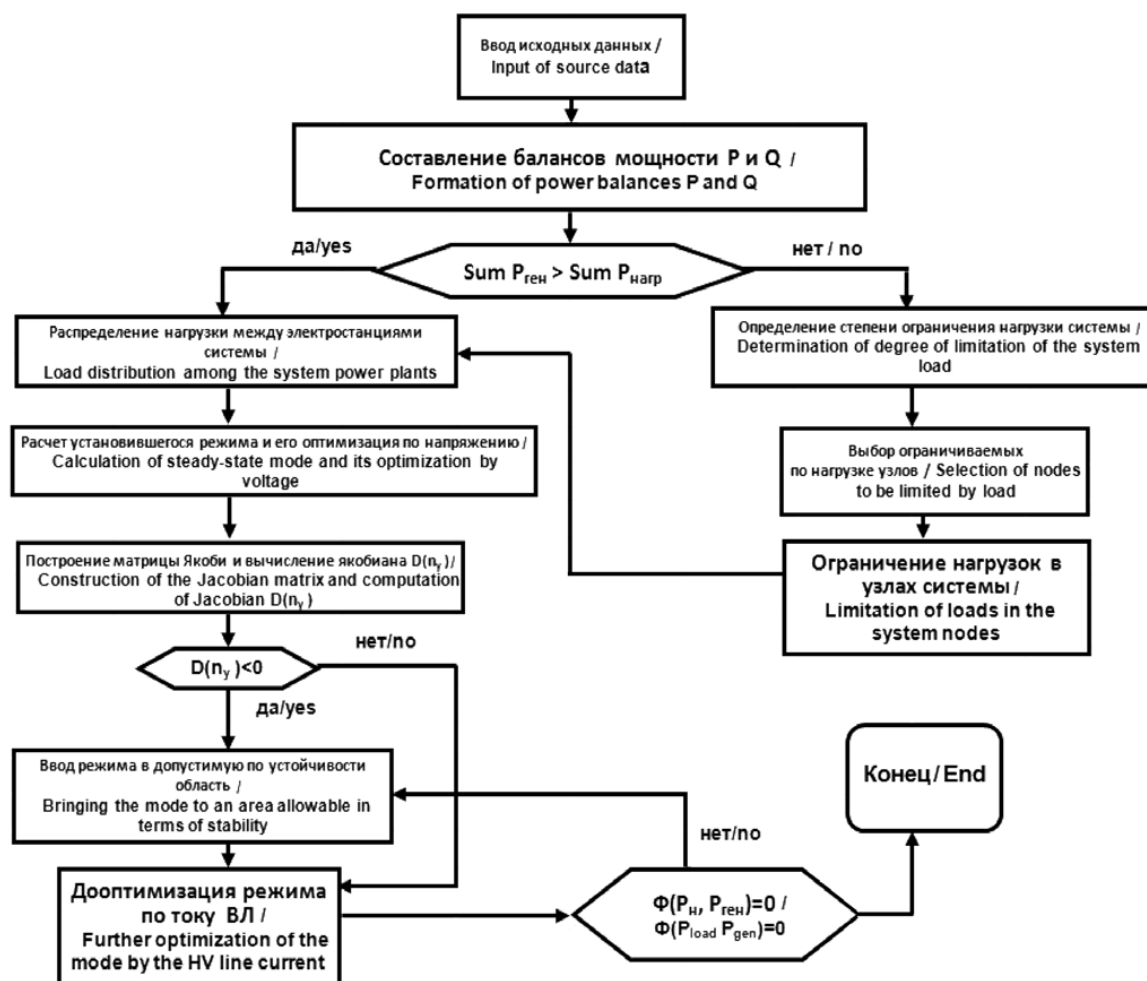
Для определения статической (апериодической) устойчивости послеаварийного установившегося режима использован критерий перемены знака якобиана уравнения установившегося режима в предположении отсутствия самораскачивания. При этом использованы следующие допущения:

1. Все электростанции снабжены устройствами автоматического регулирования возбуждения (АРВ) сильного действия, обеспечивающими в избыточных по генерации узлах постоянство напряжения;

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

Принятая в модели методика подробно изложена в [10].

Определение вероятностей нормальных, ремонтных и аварийных режимов, недоотпуск электроэнергии и



**Рисунок 5.** Принципиальная блок-схема алгоритма оптимизации установившегося режима магистральной сети энергосистемы и его ввода в допустимую область

**Figure 5.** Schematic block diagram of the algorithm for optimizing the steady-state mode of the main network of the power system and its entry into the permissible area

ущерб потребителям вычисляются с использованием следующей системы формул:

**Нормальный режим**

Вероятность нормального режима работы ЭЭС (все элементы исправны)

$$Q_{cx}^{(0)} = \prod_{s=1}^{n_{cx}} (1 - q_s) \left( 1 - \sum_{k=1}^{n_{cx}} v_k^{пл} \right), \quad (14)$$

где  $q_s$  — вероятность аварийного состояния  $s$ -го элемента;

$v_k^{пл}$  — среднегодовая длительность плановых простоев  $k$ -го элемента, или  $k$ -й группы одновременно ремонтируемых элементов;

$n_{cx}$  — количество элементов в расчетной схеме системы.

**Вероятность ремонтного режима**

Один или несколько ее элементов находятся в состоянии плановых ремонтов,

$$Q_{\xi}^{пл} = v_{\xi}^{пл} \prod_{s \neq \xi} (1 - q_s) \quad (15)$$

**Вероятность аварийного режима**

а) отказ одного ( $\xi$ -го) из элементов сети

$$Q_{\xi}^{ав} = q_{\xi} \prod_{s \neq \xi} (1 - q_s) \left( 1 - \sum_{k=1}^{n_{cx}} v_k^{пл} \right), \quad (16)$$

в) совпадение аварийных отказов одного ( $\xi$ -го) элемента сети с аварийными или плановыми ремонтами другого ( $\eta$ -го) ее элемента

$$Q_{\xi, \eta}^{ав} = \prod_{s \neq \xi, \eta} (1 - q_s) \left[ (q_{\xi, \eta}^{(2)} + q_{\xi} q_{\eta}) \left( 1 - \sum_{l=1}^{n_{cx}} v_l^{пл} \right) + v_{\xi}^{пл} q_{\eta} \frac{\tau_{\xi}^{пл}}{\tau_{\xi}^{пл} + \tau_{\eta}^{ав}} + v_{\eta}^{пл} q_{\xi} \frac{\tau_{\eta}^{пл}}{\tau_{\eta}^{пл} + \tau_{\xi}^{ав}} \right], \quad (17)$$

где  $q_{\xi, \eta}^{(2)}$  — вероятность аварийного простоя одновременно двух элементов, рассматриваемая как зависимое событие, например, одновременное отключение двух цепей двучепной линии электропередачи.

$\tau_{ав}$  и  $\tau_{пл}$  — среднее время одного аварийного или планового простоя элемента.

**Вероятный недоотпуск электроэнергии**

а) для узла

$$\Delta \mathcal{E}_i^{огр} = 8760 N_{нагр, i}^{max} \left[ \sum_{\xi=1}^{n_{cx}} (Q_{\xi}^{ав} + Q_{\xi}^{пл}) \varepsilon_i^{огр(1)} \gamma_i(\varepsilon_i^{огр(1)}) + \sum_{\xi=1}^{n_{cx}} \sum_{\eta \neq \xi}^{n_{cx}-1} Q_{\xi, \eta}^{ав} \varepsilon_i^{огр(2)} \gamma_i(\varepsilon_i^{огр(2)}) \right] \quad (18)$$

б) для энергосистемы

$$\Delta \mathcal{E}_{сист}^{огр} = \sum_{i=1}^{n_y} \Delta \mathcal{E}_i^{огр} \quad (19)$$

Относительный недоотпуск электроэнергии по ЭЭС равен

$$\Delta \mathcal{E}_{сист}^* = \mathcal{E}_{сист}^{огр} / \mathcal{E}_{сист}^{потр}, \text{ отн. ед.}, \quad (20)$$

где  $\mathcal{E}_{сист}^{потр}$  — годовой объем потребления электроэнергии по ЭЭС.

**Математическое ожидание степени ограничения нагрузки энергосистемы**

$$\mathcal{E}_{сист}^{огр} = \left( \sum_{i=1}^{n_y} N_{нагр, i}^{max} \left[ \sum_{\xi=1}^{n_{cx}} (Q_{\xi}^{ав} + Q_{\xi}^{пл}) \varepsilon_i^{огр(1)} + \sum_{\xi=1}^{n_{cx}} \sum_{\eta \neq \xi}^{n_{cx}-1} Q_{\xi, \eta}^{ав} \varepsilon_i^{огр(2)} \right] \right) / N_{нагр, сист}^{max} \quad (21)$$

Вероятный ущерб потребителям энергосистемы

$$\mathcal{Z}_{ущ}^{сист} = 8760 N_{нагр, i}^{max} \sum_{\xi=1}^{n_{cx}} (Q_{\xi}^{ав} z_{ущ}^{ав}(\varepsilon_i^{огр(1)}) + Q_{\xi}^{пл} z_{i, \xi}^{пл}(\varepsilon_i^{огр(1)}) \varepsilon_i^{огр(1)} \gamma_i(\varepsilon_i^{огр(1)}) + \sum_{\xi=1}^{n_{cx}} \sum_{\eta \neq \xi}^{n_{cx}-1} Q_{\xi, \eta}^{ав} \varepsilon_i^{огр(2)} z_{i, \xi, \eta}^{пл}(\varepsilon_i^{огр(2)}) \gamma_i(\varepsilon_i^{огр(2)}), \quad (22)$$

где  $z_i^{ав}(\varepsilon_i^{огр})$ ,  $z_{i, \xi}^{пл}(\varepsilon_i^{огр})$  — удельный ущерб  $i$ -му потребителю при ограничениях его нагрузки на величину  $\varepsilon$  устройствами противоаварийной автоматики (САОН), руб/кВт·ч. Агрегированное значение удельного ущерба потребителям при авариях в магистральных, обусловленное работой САОН, равно (**в ценах 2010 г.**)

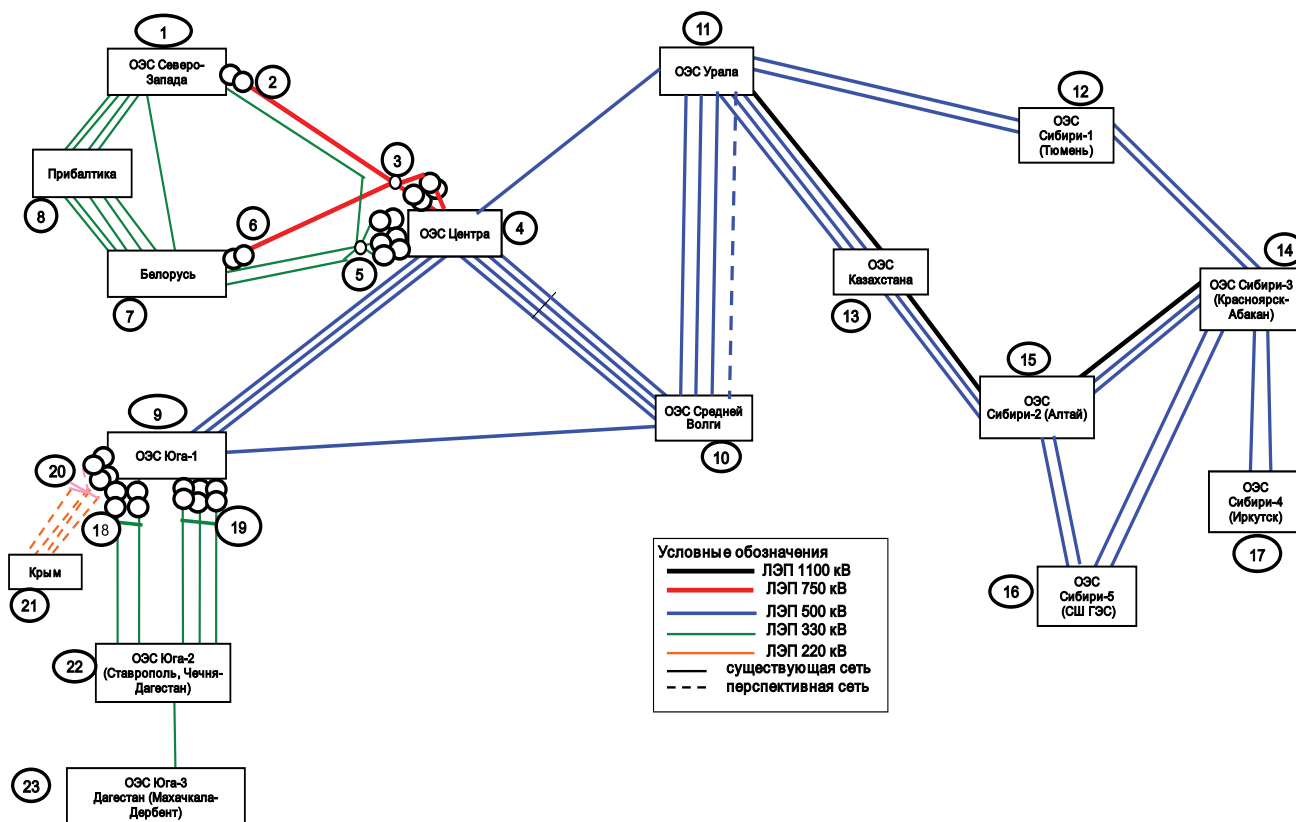
$$\tilde{z}_{ущ}^{MC}(\bar{\varepsilon}_{потр}^{огр}) = 30.66 \text{ при } \bar{\varepsilon}_{потр}^{огр} \leq 0.21 \quad (23)$$

$$\tilde{z}_{ущ}^{MC}(\bar{\varepsilon}_{потр}^{огр}) = 164.2 \bar{\varepsilon}_{потр}^{огр 0.792} - 17.04 \text{ при } \bar{\varepsilon}_{потр}^{огр} > 0.21 \quad (23a)$$

Изложенная модель позволила провести оценку надежности ЕЭС России на уровне 2018–2019 гг. и определить расчетную величину **вероятного ущерба национальной экономике России из-за возникновения аварийных ситуаций в магистральных сетях 220–750 кВ ЕЭС РФ.**

Для этого схема ЕЭС России была представлена в агрегированном виде, где в качестве Центров нагрузки и генерации выступали ОЭС и их отдельные части (особенно в ОЭС Юга и ОЭС Сибири), объединенные межсистемными связями 220–750 кВ с их фактическими физическими и электрическими параметрами. Эта схема представлена на рисунке 6. Результаты расчетов сведены в таблице 3.

Расчеты показали, что на данном этапе **вероятность неисправных состояний** магистральных сетей ЕЭС составляет  $Q_{cx} = 0.6266$  относительных единиц, при этом **годовое число отказов** достигает  $\lambda_{М.С}^{ав} = 71.8$  /год. **Вероятность ограничения нагрузок** ЕЭС составляет  $Q_{огр}^{нагр} = 0.065356$  относительных единиц, т. е. **вероятность бесперебойной работы** магистраль-



**Рисунок 6.** Агрегированная действующая схема электрических сетей 750–220 кВ ЕЭС России на этапе 2010–2015 гг. (рабочий вариант)

**Figure 6.** Aggregated operating diagram of 750–220 kV power nets of the UES of Russia at the stage of 2010–2015 (working draft)

ных сетей ЕЭС без нарушений электроснабжения потребителей (**индекс надежности**) равна  $P_{над}^{м.с.} = 0.939644$  относительных единиц.

Системная надежность, определяемая по выражению (1), представляет собой произведение индексов надежности генерации и магистральных сетей, а ее норматив согласно [2] составляет **0.996, чего невозможно достичь при современном индексе надежности магистральных сетей ЕЭС 0.939644.**

Относительный недоотпуск электроэнергии потребителям из-за отказов магистральной сети достигает  $\Delta \mathcal{E}_{над}^{*м.с.} = 0.0142$  относительных единиц при средневзвешенной степени ограничения нагрузок 1.02.

Однако при этом расчетный вероятный ущерб потребителям из-за нарушений работы магистральных сетей ЕЭС достигает  $\mathcal{Z}_{ущ}^{сист} = 974.72$  млрд. руб./год в ценах 2010–2015 гг., что в долях от произведенного ВВП в 2015–2016 гг. в тех же ценах составляет 1.29%. В то же время среднегодовой прирост ВВП в этот же период (в ценах 2010 г.) едва достигал 1.47%.

Таким образом, 87.8% прироста произведенного в России ВВП было потеряно из-за нарушений работ магистральных сетей 220–750 кВ ЕЭС.

Анализ таблицы 3 показывает, что 54% ущерба национальной экономике при авариях в магистральных сетях ЕЭС возникли из-за нарушений в работы сетей в ОЭС Урала, Юга и Крыма.

## Выводы

1. Предлагаемая модель расчетов надежности сложных электроэнергетических систем базируется на принципе декомпозиции с отдельной оценкой и оптимизацией надежности генерирующих мощностей и магистральных электрических сетей с последующей дооптимизацией их совместной работы.

2. Такой подход применительно к ЕЭС России требует упрощенного представления ЕЭС в виде укрупненных энергоузлов, сформированных на базе отдельных ОЭС и их частей, объединенных линиями электропередачи с конкретными физическими и электрическими параметрами. Это позволило свести схему ЕЭС РФ к 23 узлам и 73 магистральным (системообразующим) ЛЭП 220–1150 кВ, что дает возможность более глубокой проработки вариантов ее развития и оптимизации их надежности.

3. Расчеты надежности действующей схемы магистральных сетей 220–750 кВ ЕЭС России 2015–2018 гг. показали довольно низкий уровень надежности этой сети с индексом надежности (вероятность бесперебойной работы), равным 0.9346, не позволяющим обеспечить утвержденный Минэнерго РФ норматив системной надежности 0.996, а по рекомендации западноевропейских и североамериканских энергосистем — **0.9996** и выше.

**Таблица 3.** Результаты расчета надежности работы магистральных сетей ЕЭС России в 2018-2019 гг. (ущерб и ВВП приведены в ценах 2010 г.)  
**Table 3.** Results of calculation of reliability of operation of main nets of the UES of Russia in 2018-2019 (the damage and GDP are given in 2010 prices)

| № аварийных ситуаций /<br>Emergency number | Вероятность нормального или аварийного режима работы, $P_{сиснр}$ /<br>$Q_{сиснр}$ отн. ед. /<br>Probability of normal or emergency operation, $P_{сиснр}$ /<br>$Q_{сиснр}$ rel. units | Среднегодичная частота аварийных режимов работы сети, 1/год /<br>Average annual frequency of emergency modes of network operation, 1 / year | Вероятность ограничения нагрузки потребителей, $Q_{огр}$ отн. ед. /<br>Probability of a limited load of consumers, $Q_{огр}$ rel. units. | Средний недоотпуск электроэнергии по системе, $\Delta F_{сиснр}$ млн. кВтч /<br>Average under-supply of electric power for the system, $\Delta F_{сиснр}$ mln kWh | Причины нарушения режима работы энергосистемы /<br>Causes of disruptions in the mode of operation of energy system | Ущерб из-за отказов элементов и нарушений статической устойчивости, млн. руб. /<br>Damage due to failures of elements and disruptions of static stability, mln RUB | Ущерб из-за снижения частоты в энергосистеме млн. руб. /<br>Damage due to frequency reductions in the energy system, mln RUB | Ущерб из-за нарушений динамической устойчивости, млн. руб. /<br>Damage due to disruptions of dynamic stability, mln RUB | Суммарный ущерб потребителям энергосистем, млн. руб. /<br>Overall damage to energy system consumers, mln RUB | Название отключаемых ветвей и узлов /<br>Names of branches and nodes to be disabled |
|--|--|---|--|---|--|--|--|---|--|---|
| 1  | 2  | 3   | 4  | 9   | 11   | 12   | 13   | 14  | 15,0   |   |
| 0  | 0,373414   | 0,000000  | 0,000000000  | 0,0000  | Нарушение стат. уст.   |  | 0,000  |   | 0,000  |   |
| 2  | 0,001051   | 1,092452  | 0,000000000  | 0,0000  | Нарушение стат. уст.   | 0,000  | 0,000  | 0,000   | 0,000  | ЛАС-Ленинградская - Киришская ГРЭС - Вологда - КалининАЭС                           |
| 3  | 0,000675   | 0,641120  | 0,00046830   | 141207,3383   | I>Iпред в вет-ви 12  | 3 041,394  | 0,000  | 0,000   | 3 041,394  | Псковская ГРЭС - Новосокольники - Полоцк (Беларусь)                                 |
| 4  | 0,000346   | 0,224839  | 0,00024060   | 141316,1295   | Нарушение стат. уст.   | 1 564,898  | 0,000  | 0,000   | 1 564,898  | Кингисепп-Эстонская ГРЭС  |
| 5  | 0,000395   | 0,284779  | 0,00023461   | 240648,4668   | I>Iпред в вет-ви 12  | 2 891,989  | 0,000  | 0,000   | 2 891,989  | Кириши-Балтийская ГРЭС  |
| 6  | 0,000498   | 0,411369  | 0,00033843   | 56139,2603  | Нарушение стат. уст.   | 883,402  | 0,000  | 0,000   | 883,402  | Ленинградская-Великоречья-Резекне (Латвия)  |
| 7  | 0,000450   | 0,353062  | 0,00032411   | 64119,5632  | I>Iпред в вет-ви 12  | 940,348  | 0,000  | 0,000   | 940,348  | Псков-Тарту (Эстония)   |
| 8  | 0,001590   | 2,263761  | 0,00092670   | 232694,6166   | Нарушение стат. уст.   | 11 112,194   | 0,000  | 0,000   | 11 112,194   | ЛАС-Ленинградская-Белозерская-Калининская АЭС                                       |
| 11   | 0,001304   | 1,975980  | 0,00090321   | 140483,6108   | Нарушение стат. уст.   | 5 832,318  | 0,000  | 0,000   | 5 832,318  | Смоленская АЭС - Беларусь   |
| 16   | 0,001593   | 2,134587  | 0,00110598   | 141136,2017   | Нарушение стат. уст.   | 7 162,447  | 0,000  | 0,000   | 7 162,447  | Рязанская ГРЭС- Липецк-Балашовская - Волжская ГЭС-1                                 |

Таблица 3. Продолжение  
Table 3. Continued

|    |          |          |            |             |                      |            |       |       |            |  |
|----|----------|----------|------------|-------------|----------------------|------------|-------|-------|------------|--|
| 17 | 0,001625 | 2,166930 | 0,00111661 | 57501,7963  | Нарушение стат. уст. | 2 960,769  | 0,000 | 0,000 | 2 960,769  | Рязанская ГРЭС - Липецк-Балашовская - Волжская ГЭС-2 |
| 18 | 0,001195 | 1,727395 | 0,00081860 | 57101,0619  | I>Пред в вет-ви 12   | 2 161,217  | 0,000 | 0,000 | 2 161,217  | Фроловская - Шахты-Ростовская                        |
| 19 | 0,001536 | 2,133033 | 0,00000000 | 0,0000      | Нарушение стат. уст. | 0,000      | 0,000 | 0,000 | 0,000      | Владимирская - Арзамас-Жигулевская ГЭС-1             |
| 20 | 0,001536 | 2,133033 | 0,00106606 | 141130,6816 | I>Пред в вет-ви 12   | 6 904,709  | 0,000 | 0,000 | 6 904,709  | Владимирская - Арзамас-Жигулевская ГЭС-2             |
| 21 | 0,000942 | 1,525819 | 0,00064107 | 56253,7595  | I>Пред в вет-ви 12   | 1 674,044  | 0,000 | 0,000 | 1 674,044  | Костромская ГРЭС - Нижний Новгород                   |
| 22 | 0,001224 | 1,813936 | 0,00084934 | 141131,7749 | I>Пред в вет-ви 12   | 5 505,660  | 0,000 | 0,000 | 5 505,660  | Липецк-Тамбов-Пенза-И-Рязанская ГРЭС                 |
| 23 | 0,001301 | 1,946802 | 0,00054486 | 287169,0878 | Нарушение стат. уст. | 10 500,291 | 0,000 | 0,000 | 10 500,291 | Костромская АЭС - Вятка (Урал)                       |
| 24 | 0,000788 | 0,781197 | 0,00053635 | 56221,5602  | I>Пред в вет-ви 12   | 1 400,518  | 1,017 | 0,000 | 1 401,536  | Рославль - Кричев (Белорусь)                         |
| 25 | 0,000788 | 0,781197 | 0,00054699 | 141124,9332 | I>Пред в вет-ви 33   | 3 549,760  | 0,000 | 0,000 | 3 549,760  | Рославль - Витебск - Полоцк (Белорусь)               |
| 26 | 0,000425 | 0,827879 | 0,00010906 | 65697,1280  | Нарушение стат. уст. | 778,522    | 0,000 | 0,000 | 778,522    | 1250400 МВА  |
| 27 | 0,000498 | 0,424059 | 0,00034548 | 141231,8354 | I>Пред в вет-ви 12   | 2 245,104  | 0,000 | 0,000 | 2 245,104  | Полоцк (Белорусь) - Игналинская АЭС (I)              |
| 28 | 0,000726 | 0,705812 | 0,00049695 | 57008,4739  | Нарушение стат. уст. | 1 311,997  | 0,000 | 0,000 | 1 311,997  | Минская ТЭЦ-5 (Белорусь) - Игналинская АЭС           |
| 29 | 0,000506 | 0,434056 | 0,00013673 | 102640,2233 | Нарушение стат. уст. | 1 445,131  | 0,000 | 0,000 | 1 445,131  | Сморгонь (Белорусь) - Игналинская АЭС                |
| 30 | 0,000376 | 0,274153 | 0,00020249 | 375768,4625 | Нарушение стат. уст. | 4 129,987  | 0,000 | 0,000 | 4 129,987  | Гродно-Алитус  |
| 31 | 0,000444 | 0,357422 | 0,00000000 | 0,0000      | Нарушение стат. уст. | 0,000      | 0,000 | 0,000 | 0,000      | Молодечно-Вильнюс                                    |
| 32 | 0,001969 | 1,492042 | 0,00141338 | 63697,3769  | I>Пред в вет-ви 12   | 4 062,252  | 0,000 | 0,000 | 4 062,252  | Вологодская ГЭС - Трубная-Балаковская АЭС            |
| 40 | 0,001843 | 1,473861 | 0,00120299 | 815845,1275 | Нарушение стат. уст. | 46 505,472 | 0,000 | 0,000 | 46 505,472 | Магнитогорск - Бекетово-Бугульма - Жигулевская ГЭС   |
| 41 | 0,001091 | 0,707479 | 0,00067763 | 726026,6764 | Нарушение стат. уст. | 24 074,313 | 0,000 | 0,000 | 24 074,313 | Зайнская ГРЭС - Нижнекамская ГЭС - Удмурдская        |
| 42 | 0,001592 | 1,218196 | 0,00110625 | 141583,5057 | I>Пред в вет-ви 33   | 7 182,263  | 0,000 | 0,000 | 7 182,263  | Чебоксарская ГЭС - Помары - Удмурдская               |

Таблица 3. Продолжение  
Table 3. Continued

|    |          |          |            |             |                       |            |       |       |            |   |
|----|----------|----------|------------|-------------|-----------------------|------------|-------|-------|------------|---|
| 43 | 0,002044 | 1,678942 | 0,00141909 | 141279,3631 | >Пред в вет-<br>ви 33 | 9 186,543  | 0,000 | 0,000 | 9 186,543  | Балаковская АЭС - Красно-армейская - Газовая-Иркинская    |
| 44 | 0,002333 | 1,921326 | 0,00146853 | 125661,1165 | >Пред в вет-<br>ви 12 | 8 997,561  | 0,000 | 0,000 | 8 997,561  | Рефтинская ГРЭС - Тюмень-Иртыш - Сургутская ГРЭС          |
| 45 | 0,001580 | 1,153870 | 0,00099030 | 741309,1389 | Нарушение стат. уст.  | 35 675,874 | 0,000 | 0,000 | 35 675,874 | Курган - Беркут - Иртыш - Сургут                          |
| 46 | 0,002076 | 1,696442 | 0,00121671 | 236294,0514 | >Пред в вет-<br>ви 12 | 14 722,752 | 0,000 | 0,000 | 14 722,752 | Рефтинская - Курган - Арора - Экибастуз (Казахстан)       |
| 47 | 0,001253 | 0,857317 | 0,00086997 | 141285,2995 | Нарушение стат. уст.  | 5 643,829  | 0,000 | 0,000 | 5 643,829  | Троицкая - Сокол  |
| 48 | 0,001379 | 0,986311 | 0,00095786 | 141292,0934 | Нарушение стат. уст.  | 6 212,189  | 0,000 | 0,000 | 6 212,189  | Иркинская ГРЭС - Жетыкора                                 |
| 49 | 0,002692 | 2,324550 | 0,00175741 | 815371,5158 | Нарушение стат. уст.  | 67 755,378 | 0,000 | 0,000 | 67 755,378 | Челябинск - Кустанай - Экибастуз                          |
| 50 | 0,001664 | 1,017379 | 0,00113987 | 61310,1350  | >Пред в вет-<br>ви 12 | 3 227,845  | 2,547 | 0,000 | 3 230,393  | Нижне - Вартовская ГРЭС - Томск-1                         |
| 51 | 0,001664 | 1,017379 | 0,00115641 | 141458,9201 | >Пред в вет-<br>ви 12 | 7 501,214  | 0,000 | 0,000 | 7 501,214  | Нижне-Вартовская ГРЭС-Томск-2                             |
| 52 | 0,001591 | 1,120892 | 0,00097973 | 378133,9383 | Нарушение стат. уст.  | 18 264,560 | 0,000 | 0,000 | 18 264,560 | Экибастуз - Алтай   |
| 53 | 0,001743 | 1,276601 | 0,00119395 | 57059,4334  | Нарушение стат. уст.  | 3 145,783  | 0,000 | 0,000 | 3 145,783  | Алтай - Барнаул - Рубцовск - Ермаковская ГРЭС             |
| 54 | 0,001448 | 0,975870 | 0,00100566 | 141279,1553 | >Пред в вет-<br>ви 33 | 6 520,524  | 0,000 | 0,000 | 6 520,524  | Таврическая - Иртыш - Ермаковская ГРЭС                    |
| 55 | 0,001402 | 0,934070 | 0,00096053 | 57074,1016  | >Пред в вет-<br>ви 12 | 2 533,590  | 1,843 | 0,000 | 2 535,433  | Алтай - Итат  |
| 56 | 0,000973 | 0,496892 | 0,00062686 | 421111,7556 | Нарушение стат. уст.  | 12 657,498 | 0,000 | 0,000 | 12 657,498 | Итат - Назаровская ГРЭС (1200)                            |
| 57 | 0,001495 | 1,028155 | 0,00103753 | 141158,1631 | Нарушение стат. уст.  | 6 721,702  | 0,000 | 0,000 | 6 721,702  | Итат - Новоанжерская-Назаровская ГРЭС (900)               |
| 58 | 0,001374 | 0,851126 | 0,00073895 | 375149,4728 | Нарушение стат. уст.  | 15 015,183 | 0,000 | 0,000 | 15 015,183 | Итат-Абакан-Саяно-Шушенская ГЭС                           |
| 59 | 0,001012 | 0,482881 | 0,00053664 | 2331,9833   | Нарушение стат. уст.  | 68,626     | 0,000 | 0,000 | 68,626     | Абакан - Саяно-Шушенская ГЭС                              |
| 60 | 0,001768 | 1,236386 | 0,00107190 | 255648,1732 | >Пред в вет-<br>ви 12 | 13 727,806 | 0,000 | 0,000 | 13 727,806 | Саяно-Шушенская ГЭС - Новокузнецк-Барнаул                 |
| 61 | 0,001847 | 1,317170 | 0,00128285 | 141373,4148 | Нарушение стат. уст.  | 8 313,304  | 0,000 | 0,000 | 8 313,304  | Саяно-Шушенская ГЭС - Новокузнецк - Кузбасс - Новоанжерск |

Таблица 3. Продолжение  
Table 3. Continued

|   |          |           |            |             |                         |             |        |       |               |  |
|---|----------|-----------|------------|-------------|-------------------------|-------------|--------|-------|---------------|--|
| 62  | 0,001983 | 1,463212  | 0,00135851 | 57137,5050  | I>Пред в вет-<br>ви 12  | 3 580,916   | 2,610  | 0,000 | 3 583,526     | Назаровская ГРЭС-<br>Красноярская ГЭС-<br>Братская ГЭС-1     |
| 63  | 0,001990 | 1,470776  | 0,00138168 | 141254,7302 | Нарушение стат.<br>уст. | 8 944,407   | 0,000  | 0,000 | 8 944,407     | Назаровская ГРЭС - Крас-<br>ноярская ГЭС - Братская<br>ГЭС-2 |
| 64  | 0,001092 | 0,810441  | 0,00074794 | 57089,7283  | Нарушение стат.<br>уст. | 1 974,901   | 1,436  | 0,000 | 1 976,337     | Буденновск - Чириурт   |
| 65  | 0,000637 | 0,249933  | 0,00033601 | 493403,5793 | Нарушение стат.<br>уст. | 9 140,942   | 0,000  | 0,000 | 9 140,942     | Невиномысск - Ставрополь                                     |
| 66  | 0,000427 | 0,304795  | 0,00025723 | 250194,4612 | Нарушение стат.<br>уст. | 3 257,244   | 0,000  | 0,000 | 3 257,244     | Тихорецкая - Армавир   |
| 67  | 0,000459 | 0,344102  | 0,00031062 | 886391,0004 | Нарушение стат.<br>уст. | 12 841,050  | 0,000  | 0,000 | 12 841,050    | Невиномысск - Грозный  |
| 68  | 0,000639 | 0,566414  | 0,00044400 | 141280,6954 | I>Пред в вет-<br>ви 12  | 2 885,093   | 0,000  | 0,000 | 2 885,093     | Буденный - Ставрополь  |
| 69  | 0,002106 | 0,137697  | 0,00132863 | 752779,8621 | Нарушение стат.<br>уст. | 48 339,716  | 0,000  | 0,000 | 48 339,716    | Кубань - Керчь -1  |
| 70  | 0,002106 | 0,137697  | 0,00126834 | 250629,0225 | I>Пред в вет-<br>ви 12  | 16 008,638  | 0,000  | 0,000 | 16 008,638    | Кубань - Керчь -2  |
| 71  | 0,002106 | 0,137697  | 0,00052012 | 82977,4244  | Нарушение стат.<br>уст. | 4 848,798   | 0,000  | 0,000 | 4 848,798     | Кубань - Керчь -3  |
| 72  | 0,002106 | 0,137697  | 0,00132863 | 752779,8621 | Нарушение стат.<br>уст. | 48 339,716  | 0,000  | 0,000 | 48 339,716    | Кубань - Керчь -4  |
| Показатели отключений ЛЭП «по-два» и отключения автотарнормато-<br>ров здесь не приведены |          |           |            |             |                         |             |        |       |               |  |
| Итого по системе с<br>учетом<br>вероятности   | 0,626586 | 71,778910 | 0,06535552 | 16044,7100  |                         | 974 707,200 | 15,641 | 0,000 | 974 722,80    |  |
| Производство ВВП/<br>ВРП, млн. руб  |          |           |            |             |                         |             |        |       | 75 848 031,53 |  |
| Доля ущерба в<br>произведенном<br>ВВП/ВРП,%   |          |           |            |             |                         |             |        |       | 1,285         |  |

Поэтому представляется наиболее важным в проблеме системной надежности повышение надежности работы магистральных и системообразующих сетей, однако отечественные и зарубежные специалисты продолжают основное внимание уделять проблемам надежности и резервирования генерирующих мощностей.

4. Наиболее важными задачами в расчетах надежности магистральных электрических сетей 220–750 кВ, нашедшими отражение в данной модели, являются разработки и практическое применение корректных методов расчета электрических режимов (с учетом двух законов Кирхгофа), **оперативной оценки** статической и динамической устойчивости системы для каждого из рассматриваемых ее аварийных состояний, расчетов токов короткого замыкания и исследования их воздействия на работу широко распространенных за рубежом ветровых и солнечных электростанций, а также оценка влияния ветровых и солнечных электростанций на надежность энергосистемы.

#### Список использованных источников

1. Чукреев Ю. Я., Чукреев М. Ю. Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем. Сыктывкар, Коми научный центр УрО РАН; 2014: 206.
2. Рокотян С. С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат 1985;: 350.
3. Непомнящий В. А. Оптимизация структуры генерирующих мощностей ЕЭС России при прогнозировании ее развития на долгосрочную перспективу. Академия энергетики 2014;: 2: 20–29, 3: 48–53.
4. Непомнящий В. А. Комплексная модель надежности электроэнергетических систем (генерация и магистральные сети). Надежность и безопасность энергетики 2015; (1): 10–17, (2): 12–23.
5. Рост ВВП России в 2018/2019 г. Электронные ресурсы: [http://fincan.ru/articles/56\\_vvp-rossii-v-2019-godu/](http://fincan.ru/articles/56_vvp-rossii-v-2019-godu/)
6. Вентцель Е. С. Теория вероятностей. М.: Наука 1964;: 576.
7. Непомнящий В. А. Экономико-математическая модель

надежности энергосистем и их электрических сетей. Электричество 2011; 2: 5–16.

8. Непомнящий В. А. Модель надежности электрических сетей и развития системных аварий. Электроэнергия. Передача и распределение 2014.

9. Непомнящий В. А. Статическая устойчивость в задачах надежности магистральных электрических сетей энергосистем. Электроэнергия. Передача и распределение 2017; 3: 46–52.

10. Stott B. Decoupled Newton Load Flow. – IEE trans power, appar. and syst., vol. PAS-91, p. 1955–1959, Sept./Okt. 1972.

#### References

1. Chukreyev Yu. Ya., Chukreyev M. Yu. Models for assessment of adequacy indicators in managing the development of electric power systems. Syktyvkar, Komi Scientific Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences 2014; 206.
2. Rokotyayn S. S. Guide on the design of electric power systems. Moscow: Energoatomizdat 1985;: 350.
3. Nepomnyashchiy V. A. Optimization of the structure of generating capacities of the UES of Russia in forecasting its development for the long term. Academy of Power Engineering 2014;: (2): 20–29, (3): 48–53.
4. Nepomnyashchiy V. A. Complex model of reliability of electric power systems (generation and main networks). Safety and Reliability of Power Industry 2015 (1):10–17, (2): 12–23.
5. Russian GDP growth in 2018/2019. Electronic resources: [http://fincan.ru/articles/56\\_vvp-rossii-v-2019-godu/](http://fincan.ru/articles/56_vvp-rossii-v-2019-godu/)
6. Wentzel E. S. Probability theory. Moscow: Nauka 1964: 576.
7. Nepomnyashchiy V. A. Economic and mathematical model of reliability of power systems and their electric networks. Electricity 2011 (2): 5–16.
8. Nepomnyashchiy V. A. Model of reliability of electric networks and development of system incidents. Electric Energy. Transmission and Distribution 2014.
9. Nepomnyashchiy V. A. Static stability in problems of reliability of main electric networks of power systems. Electric Energy. Transmission and Distribution. 2017; (3): 46–52.
10. Stott B. Decoupled Newton Load Flow. — IEEE trans. power. appar. and syst., vol. PAS-91, p. 1955–1959, Sept/Oct, 1972.

