

**Журнал  
«ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ  
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ.  
ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА  
И ПОДДЕРЖАНИЕ ЕГО  
КВАЛИФИКАЦИИ»  
№5/2008**

Журнал зарегистрирован  
Министерством Российской Федерации  
по делам печати,  
телерадиовещания  
и средств массовых коммуникаций

Свидетельство о регистрации  
ПИ № ФС77-24 740  
от 22 июня 2006 г.

ИД «ПАНОРАМА»  
Издательство «Промтрансиздат»  
<http://promtransizdat.ru>  
Почтовый адрес:  
107031, Москва, а/я 49  
(ИД «Панорама»)

Редакционный совет:  
В.П. Будовский, канд. техн. наук;  
В.Т. Воронин, канд. техн. наук;  
Ю.Г. Кононов, д-р техн. наук;  
М.Ш. Мисриханов, д-р техн. наук.

Главный редактор  
издательства  
Шкирмонтов А.П., канд. техн. наук  
[aps@panor.ru](mailto:aps@panor.ru)  
[promjournal@mail.ru](mailto:promjournal@mail.ru)  
тел. (495) 945-32-28

Главный редактор  
Будовский В.П., канд. техн. наук  
[dispatcher@inbox.ru](mailto:dispatcher@inbox.ru)

Журнал распространяется  
по подписке во всех отделениях связи  
РФ по каталогам:  
• агентство «Роспечать» — индекс 18256;  
• каталог Российской прессы  
«Почта России» — индекс 12774,  
а также с помощью подписки  
в редакции:  
тел.: (495) 625-96-11, 625-94-22

*Все статьи настоящего номера отражают  
личную точку зрения авторов, которая  
может не совпадать с мнением редакции.*

Подписано в печать 03.09.08.  
Формат 60x88/8.  
Бумага офсетная.  
Печ. л. 10.  
Печать офсетная.  
Заказ №



## ГЛАВНЫЕ ТЕМЫ НОМЕРА

### ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

Регулирование частоты и перетоков активной мощности в  
ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России  
(Стандарт РАО ЕЭС России)

*Требования Стандарта направлены на обеспечение совместимости систем  
регулируемой частоты ЕЭС России с системами регулирования частоты  
синхронно работающих энергосистем зарубежных стран.*

Электроэнергетика. Термины и определения  
(Стандарт РАО ЕЭС России)

*Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» «Электроэнергетика.  
Термины и определения» (далее Стандарт) устанавливает рекомендуемую  
терминологию в сфере электроэнергетики, в том числе в организационной,  
экономической и инженерно-технической деятельности. Стандарт  
определяет основные понятия в указанных сферах деятельности.  
Приведенные в Стандарте термины и определения заимствованы из  
действующих нормативных документов, в том числе Федеральных законов,  
Государственных терминологических и иных стандартов, а также  
справочников, энциклопедий и других источников. Вместе с тем стандарт  
содержит вновь вводимые термины и определения, которых нет  
в нормативных документах.*

Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений  
нормального режима электрической части энергосистем  
(Стандарт РАО ЕЭС России)

*Стандарт регламентирует порядок действий диспетчерского и оперативного  
персонала в электроэнергетике по предотвращению развития и  
ликвидации наиболее характерных аварийных нарушений нормального  
режима электрической части Единой энергетической системы России, а  
также технологически изолированных территориальных  
электроэнергетических систем, расположенных на территории Российской  
Федерации.*

### РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Микропроцессорные системы РЗА.

Оценка эффективности и надежности

*Г. Нудельман, А. Шалин*

*Роль системы РЗА — минимизировать отрицательный эффект от  
возникающих в энергосистеме разного рода повреждений и аномальных  
режимов. Кроме того, внедрение в практику более совершенных (например,  
быстродействующих) защит в ряде случаев улучшает характеристики  
используемого силового оборудования (скажем, повышает  
пропускную способность линий электропередачи), что дает  
дополнительный положительный эффект.*

### ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

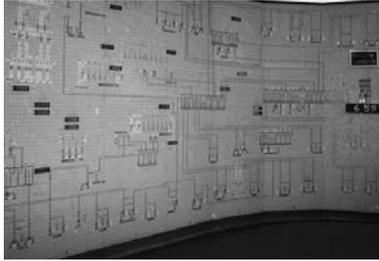
Выделение, нормирование, анализ и снижение  
потерь от транзитных перетоков

*А.И. Гринь*

*Потери ЭЭ в любых электрических сетях оплачиваются на оптовом рынке по  
ценам регулируемого сектора организацией по управлению ЕНЭС. Однако  
здесь речь идет об оплате потерь только до точек поставки, учитываемых в  
расчетной модели оптового рынка (для которых рассчитываются узловые  
цены). Ответственность за остальные потери переходит на владельцев  
сетей, в которых эти потери возникли.  
Таким образом, все потери ЭЭ на розничном рынке (от точек поставки с ОРЭ  
в пределах сетей территориальных ЭСО и МРСК) должны компенсироваться  
этими сетями с возможностью дальнейшего регресса в сторону виновников  
возникновения нетехнических потерь.*

## Содержание

<b>К ЧИТАТЕЛЯМ</b> .....	3
<b>ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ</b>	
Стандарт организации. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России» .....	4
Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ» СТО 17330282.27.010.001-2008. «Электроэнергетика. Термины и определения» .....	14
«Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части» .....	29
<b>АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ</b>	
Диспетчерские задачи .....	35
<b>ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ</b>	
<i>А.И. Гринь</i>	
Выделение, нормирование, анализ и снижение потерь от транзитных перетоков .....	36
<b>РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ</b>	
<i>Г. Нудельман, А. Шалин</i>	
Микропроцессорные системы РЗА. Оценка эффективности и надежности .....	41
<b>РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ</b>	
Постановление Правительства РФ о рынке электрической энергии (мощности) .....	45
<b>ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ</b>	
<i>В.П. Будовский, А.Н. Иванченко, П.В. Шлыков</i>	
Программный комплекс для автоматизированного обучения и проверки знаний персонала диспетчерских центров «ЭКСПЕРТ-ДИСПЕТЧЕР» (Продолжение) .....	46
<b>ОТВЕТЫ НА ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ЗАДАЧИ</b> .....	60

**Омское РДК****Хакасское РДУ****ОДУ Сибири****Алтайское РДУ****Бурятское РДУ****Красноярское РДУ****Кузбасское РДУ****Новосибирское РДУ****К читателям****Уважаемые коллеги!**

Июнь 2008 года оказался урожайным на новые стандарты электроэнергетической отрасли. Мы не закончили публикацию стандарта по регулированию частоты и перетоков активной мощности, а уже вышел давно ожидаемый стандарт, устанавливающий рекомендуемую терминологию в сфере электроэнергетики. Кроме того, по инициативе ОАО «СО ЕЭС» была выпущена новая редакция стандарта по предотвращению и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. Редакция не смогла оставить эти события без внимания, поэтому значительная часть данного номера нашего журнала посвящена публикации первой информации по указанным стандартам.

Обращаем внимание наших читателей на статью, посвященную микропроцессорным защитами и оценке их эффективности и надежности. Авторитет авторов данной публикации позволяет настоятельно рекомендовать ее нашим читателям.

**Главный редактор**
**Читинское РДУ****Томское РДУ**

**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ**  
**ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**  
**«РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЕЭС**  
**И ИЗОЛИРОВАННО РАБОТАЮЩИХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ РОССИИ»**

*Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам*

Дата введения — 2007.11.01

(Данная публикация не является официальным документом)

(Продолжение, начало в предыдущем номере)

## **7. ВТОРИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ**

### **7.1. Структура и функции системы вторичного регулирования**

7.1.1. Система вторичного регулирования в ЕЭС и в изолированно работающих энергосистемах России включает в себя:

- вторичное регулирование заданной диспетчерскими графиками мощности (с частотной коррекцией) на электростанциях;
- вторичное регулирование режимов энергосистем в операционных зонах диспетчерских центров РДУ, ОДУ и ЦДУ ЕЭС соответственно.

7.1.2. Структура и распределение функций между участниками системы вторичного регулирования в ЕЭС устанавливаются Системным оператором (в изолированно работающих энергосистемах — субъектами оперативно — диспетчерского управления) в соответствии с действующими нормативными документами, требованиями оптового рынка мощности и своевременно пересматриваются по мере развития энергосистем, оптовых рынков мощности, рынков системных услуг и т.п.

7.1.3. Вторичное регулирование режимов энергосистем предусматривает выполнение соответствующими диспетчерскими центрами следующих основных функций:

- регулирование частоты в синхронной зоне (в изолированно работающей энергосистеме) либо обменной мощности по заданным межгосударственным связям;
- регулирование обменной мощности областей регулирования (объединенных либо региональных энергосистем), диспетчерским центрам которых поручено поддержание заданной с частотной коррекцией обменной мощности;
- мониторинг обменной мощности либо перетоков в заданных сечениях транзитной сети диспетчерскими центрами других энергосистем, не уполномоченных на поддержание заданного для справки баланса;
- ограничение перетоков мощности в заданных сечениях транзитной сети энергосистем областей ограничения либо регулирования.

7.1.4. Обязанностью Системного оператора (субъекта оперативно — диспетчерского управления в изолированно работающих энергосистемах) является:

- определение актуальных функций вторичного регулирования режима подведомственной операционной зоны;
- формирование перечня контролируемых при выполнении этих функций сечений транзитной сети;
- формирование перечня электростанций вторичного регулирования, оценка возможности размещения на них вторичных резервов, достаточных для выполнения всей совокупности актуальных функций вторичного регулирования режима;
- выделение областей регулирования и областей ограничения, формулирование для каждой из них перечней функций вторичного регулирования и придаваемых для их выполнения электростанций вторичного регулирования, распределение ответственности между диспетчерскими центрами всех уровней за выполнение каждой из актуальных функций.

7.1.5. В результате распределения функций вторичного регулирования режима диспетчерские центры всех уровней подразделяются на категории:

- диспетчерский центр, ответственный за общий баланс мощности ЕЭС (изолированно работающей энергосистемы) и осуществляющий регулирование частоты либо межгосударственной обменной мощности и (при необходимости) ограничение перетоков;
- диспетчерские центры областей регулирования объединенных и региональных энергосистем, ответственные за баланс мощности своих операционных зон и осуществляющие регулирование обменной мощности по связям с энергообъединением и (при необходимости) ограничение перетоков;
- диспетчерские центры областей ограничения объединенных и региональных энергосистем, ответственные за ограничение перетоков мощности;
- прочие диспетчерские центры, осуществляющие мониторинг режима в своих операционных зонах.

7.1.6. В ЕЭС и в изолированно работающих энергосистемах России используется смешанная структура вторичного регулирования режима. При этом:

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

- Иерархическая структура используется при организации взаимодействия вышестоящего диспетчерского центра с областями регулирования объединенных и региональных энергосистем. Диспетчерские центры ОДУ и РДУ, самостоятельно регулируя заданную обменную мощность (при необходимости - ограничивая собственные перетоки) с использованием собственных электростанций вторичного регулирования и вторичных резервов, одновременно участвуют в реализации команд вторичного регулирования диспетчерского центра высшего уровня путем изменения заданной обменной мощности в заранее установленных пределах.

- Централизованная структура используется при организации взаимодействия вышестоящего диспетчерского центра с областями ограничения и прочими диспетчерскими центрами. Команды вторичного регулирования диспетчерского центра высшего уровня поступают на электростанции вторичного регулирования через диспетчерские центры ОДУ и РДУ. В областях ограничения операторы последних уполномочены самостоятельно формировать подобные же команды для подведомственных электростанций при выполнении порученных им функций ограничения перетоков, являющихся приоритетными перед командами высшего уровня.

### 7.2. Общие требования к системе вторичного регулирования

7.2.1. В ЕЭС России и в изолированных энергосистемах круглосуточно, непрерывно должно осуществляться вторичное регулирование путем регулирования частоты либо регулирования суммарного межгосударственного перетока с коррекцией по частоте, а также ограничение перетоков по транзитным связям.

В ЕЭС России высшим уровнем вторичного регулирования режима является диспетчерский центр ЦДУ ЕЭС, в изолированно работающих энергосистемах — субъект оперативно-диспетчерского управления.

В областях регулирования и ограничения объединенных и региональных энергосистем круглосуточно, непрерывно должны выполняться порученные Системным оператором (субъектом оперативно - диспетчерского управления в изолированно работающих энергосистемах) функции вторичного регулирования.

В объединенных и региональных энергосистемах вторичное регулирование режима осуществляется диспетчерскими центрами соответствующих ОДУ и РДУ.

Вторичное регулирование заданной мощности (с частотной коррекцией) на электростанциях, исполнение команд диспетчерских центров в порядке участия выделенных электростанций во вторичном регулировании режима энергосистем осуществляется дежурными работниками электростанций или автоматически (с использованием ЦС АРЧМ).

7.2.2. В результате действия вторичного регулирования должны выполняться общие требования, изло-

женные в разделах 4 и 5 путем реализации функций, определенных в п. 7.1.

7.2.3. Вторичное регулирование баланса мощности в областях регулирования, кроме регулирования частоты в синхронной зоне, должно быть селективным, способным к выделению небаланса мощности в собственной области на фоне колебаний частоты и обменной мощности, обусловленных небалансами также и в других регионах синхронной зоны.

Это обеспечивается регулированием обменной мощности с частотной коррекцией.

7.2.4. Текущее значение небаланса мощности в области регулирования определяется путем сопоставления фиксируемого текущего отклонения обменной мощности от планового значения (ошибки регулирования перетока) с частотной коррекцией (ошибкой регулирования частоты), характеризующей нормированное участие области в первичном регулировании частоты.

При нарушении баланса за пределами области регулирования ошибка регулирования перетока обусловлена выдачей первичной мощности из области и потому (при правильно заданном коэффициенте частотной коррекции) равна ошибке регулирования частоты, или частотной коррекции. Собственный небаланс равен нулю, вторичного регулирования не требуется.

При нарушении баланса в области регулирования ошибка регулирования перетока обусловлена приемом первичной мощности извне, в то время как ошибка регулирования частоты по-прежнему равна первичной мощности, мобилизованной в области.

Суммирование значения внешней первичной мощности (ошибки регулирования перетока) с расчетным значением внутренней первичной мощности (ошибки регулирования частоты) позволяет оценить значение собственного небаланса мощности.

Вторичное регулирование должно быть направлено на компенсацию собственного небаланса за счет собственных вторичных резервов.

7.2.5. Для осуществления регулирования обменной мощности соответствующие диспетчерские центры должны быть оснащены:

- системой телеизмерения перетоков и автоматического формирования на их основе текущего значения обменной мощности области регулирования с погрешностью, удовлетворяющей требованиям вторичного регулирования и оптового рынка электроэнергии и мощности,

- системой измерения текущей частоты и автоматического формирования текущего значения частотной коррекции (ошибки регулирования частоты),

- системой автоматического определения текущего значения ошибки регулирования перетока (сопоставлением текущей обменной мощности с плановым значением),

- системой автоматического определения (путем сопоставления ошибок регулирования частоты и пе-

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ретока) и представления оператору текущего расчетного значения небаланса мощности в области регулирования.

7.2.6. Вторичное регулирование обменной мощности (заданного с частотной коррекцией перетока), как оперативное, так и автоматическое, должно выполняться по критерию сетевых характеристик, при котором регулируемым параметром, подлежащим сведению к нулю, является ошибка регулирования  $G$  (ошибка области регулирования — ACE, численно равная текущему небалансу мощности в области регулирования), вычисляемая по выражению:

$$G = \Delta P_c + K_{ch} * \Delta f, \text{ МВт},$$

где:

$\Delta P_c = P_{c.з} - P_c$  — отклонение суммарного внешнего перетока  $P_c$  от заданного при номинальной частоте значения  $P_{c.з}$ . (ошибка регулирования перетока), МВт;

$\Delta f = f - f_3$  — отклонение частоты  $f$  от заданного значения  $f_3$  (нормально 50,0 Гц и  $50 \pm 0,01$  Гц в период коррекции синхронного времени);

$K_{ch}$  — заданный коэффициент частотной коррекции, МВт/Гц.

$K_{ch} * \Delta f$  — ошибка регулирования частоты, МВт.

Суммарный внешний переток положителен при приеме мощности в энергосистему (область регулирования), отклонение частоты — при ее превышении заданного значения.

Ошибка регулирования  $G$  положительна при возникновении в области регулирования избытка генерируемой (недостатка потребляемой) мощности. При этом имеет место повышение частоты (ошибка регулирования частоты положительна и соответствует мобилизованной в области регулирования первичной мощности) и снижение приема мощности из ЕЭС на величину первичной мощности, мобилизованной за пределами области регулирования (ошибка регулирования перетока положительна).

7.2.7. Селективность регулирования обменной мощности областей регулирования обеспечивается заданием коэффициентов частотной коррекции, по возможности равных ожидаемой крутизне СЧХ области регулирования.

Минимальное гарантированное значение крутизны СЧХ складывается из:

- крутизны СЧХ потребителей

$$\begin{aligned} \sigma_{потр} &= P_{п\text{ потр}} / \Delta f = 100 * P_{п\text{ потр}} / (f_{ном} * S_{потр} \%) \\ &= 2 * P_{п\text{ потр}} / S_{потр} \%, \text{ МВт/Гц}, \end{aligned}$$

где:

$P_{п\text{ потр}}$  и  $P_{потр}$  — расчетная первичная мощность и суммарная мощность потребителей области регулирования, МВт,

$S_{потр} \%$  — статизм частотной характеристики потребителей; при отсутствии более точных данных может быть принят 100% (процент мощности на процент частоты);

- крутизны СЧХ электростанций нормированного первичного регулирования частоты

$$\sigma_r = P_{п\text{ r}} / \Delta f, \text{ МВт/Гц},$$

где:

$P_{п\text{ r}}$  — суммарная первичная мощность электростанций НПРЧ, которая должна быть мобилизована в области регулирования при отклонении частоты  $\Delta f$ , определенная для отклонения частоты 0,2 Гц по методике, изложенной в п. 6.3.

Задаваемое Системным оператором значение коэффициента частотной коррекции основывается на данных мониторинга крутизны СЧХ области регулирования и должно превышать минимальное гарантированное значение крутизны СЧХ на ожидаемую крутизну СЧХ электростанций ОПРЧ.

7.2.8. Внутренние нарушения баланса мощности областей регулирования должны устраняться средствами вторичного регулирования соответствующих областей за время не более 15 минут.

7.2.9. Система вторичного регулирования каждой из областей регулирования должна предусматривать возможность перехода на астатическое регулирование частоты при отделении области регулирования на работу в изолированном режиме (режиме «острова»).

7.2.10. На линиях электропередачи и в сечениях транзитной сети, определенных Системным оператором, должно быть организовано ограничение перетоков мощности.

Для осуществления ограничения перетоков мощности соответствующие диспетчерские центры должны быть оснащены:

- системой телеизмерения перетоков и автоматического формирования на их основе текущего значения суммарной мощности по подлежащим ограничению сечениям транзитной сети с точностью и быстродействием, удовлетворяющим требованиям надежности выявления и ликвидации перегрузки;

- системой автоматического мониторинга контролируемых сечений с функцией автоматического выявления и оценки текущей степени перегрузки сечений (путем сопоставления текущего значения суммарной мощности по сечению с максимально допустимым перетоком) и с выдачей информации оператору.

7.2.11. Для этих сечений Системным оператором ежегодно должны определяться максимально допустимые перетоки активной мощности в нормальных и ремонтных схемах, выделяться электростанции вторичного регулирования с размещением на них вторичного резерва, достаточного для предотвращения (ликвидации) перегрузки.

7.2.12. Перегрузки должны выявляться и ликвидироваться автоматическими ограничителями перетоков (АОП в составе ЦС АРЧМ) в течение интервала времени не более 5 минут, а при отсутствии либо неэффективности АОП — оперативно в течение не более 20 минут.

7.2.13. Организация ограничений перетоков мощности по межгосударственным сечениям и связям осуществляется в соответствии с взаимными договорами национальных Системных операторов.

7.2.14. В распоряжение осуществляющего вторичное регулирование диспетчерского центра должны быть предоставлены электростанции вторичного регулирования с размещенными на них вторичными резервами, достаточными для выполнения порученных функций, и электростанции третичного регулирования с размещенными на них третичными резервами для своевременного восстановления израсходованного вторичного резерва.

7.2.15. Каждый из участвующих во вторичном регулировании диспетчерских центров должен быть специально оборудован для осуществления оперативного вторичного регулирования в объеме порученных ему функций независимо от наличия центрального регулятора ЦС АРЧМ, располагать средствами автоматического определения ошибки регулирования (небаланса) для областей регулирования (п. 7.2.6) и степени перегрузки контролируемых связей для областей ограничения.

### 7.3. Принципы автоматизации вторичного регулирования режима

7.3.1. Решение об автоматизации вторичного регулирования (использования ЦС АРЧМ) на всех уровнях вторичного регулирования принимается Системным оператором в каждом отдельном случае с учетом порученных функций вторичного регулирования и наличия необходимых для выполнения этих функций автоматизированных электростанций (с каналами телерегулирования), удовлетворяющих требованиям АРЧМ и располагающих достаточными регулировочными возможностями.

7.3.2. Автоматическое вторичное регулирование в ЕЭС России должно быть организовано на принципах, не противоречащих установленным для оперативного вторичного регулирования, с образованием необходимого количества уровней:

- центральная координирующая система (ЦКС АРЧМ ЕЭС);
- территориальные (в ОДУ) централизованные системы (ЦС АРЧМ ОЭС);
- региональные (в РДУ) централизованные системы (ЦС АРЧМ ЭС);
- терминалы АРЧМ, обеспечивающие взаимодействие с ЦС АРЧМ, и местные системы автоматического регулирования мощности (с частотной коррекцией) на выделенных энергоблоках и электростанциях вторичного регулирования.

7.3.3. Распределение функций при автоматическом вторичном регулировании не должно противоречить установленному при оперативном вторичном регулировании.

Запрещается использование систем АРЧМ для выполнения функций, не предусмотренных заданиями

Системного оператора по вторичному регулированию режима.

7.3.4. Автоматизация вторичного регулирования не должна нарушать принятой в ЕЭС смешанной структуры вторичного регулирования режима.

Автоматизация отдельных функций вторичного регулирования не должна препятствовать оперативно-му осуществлению других актуальных функций вторичного регулирования режима.

7.3.5. В системах АРЧМ должны использоваться специально подготовленные автоматизированные электростанции, удовлетворяющие требованиям соответствующих Стандартов Системного оператора и оборудованные терминалами и каналами телеуправления для подключения к ЦС АРЧМ диспетчерского центра.

7.3.6. Каналы телеуправления для каждой из электростанций автоматического вторичного регулирования должны связывать терминал АРЧМ этой электростанции с установленными на диспетчерских центрах системами АРЧМ и обеспечивать передачу заданий вторичного регулирования на электростанцию и данных мониторинга АРЧМ в диспетчерский центр:

- Нормально каждая из электростанций автоматического вторичного регулирования получает задания от системы АРЧМ лишь одного диспетчерского центра. Если электростанция входит в операционные зоны нижестоящих диспетчерских центров, операторам последних должен быть предоставлен доступ к информации, как в части заданий, так и мониторинга (централизованная структура телеуправления).

- Если нижестоящий диспетчерский центр выполняет функцию ограничения перетоков с правом выдачи команд вторичного регулирования на эту же электростанцию, система АРЧМ нижестоящего диспетчерского центра получает право временного блокирования канала телеуправления высшего уровня и передачи управления электростанцией своим автоматическим ограничителем перетока на время существования перегрузки (централизованная структура с местным приоритетом).

- Если нижестоящий диспетчерский центр выполняет функцию регулирования обменной мощности и ограничения перетоков, используется иерархическая структура телеуправления. В этом случае каналы телеуправления высшего уровня заканчиваются в ЦС АРЧМ нижестоящего уровня и воздействуют на изменение уставки обменной мощности в ее центральном регуляторе. Выбор реализующих команду высшего уровня электростанций и формирование команд для них остается за последним. Прием и реализация команды высшего уровня могут быть заблокированы по условиям надежности местных режимов.

7.3.7. В системах АРЧМ должны использоваться интегральные (пропорционально-интегральные) регуляторы, работающие в режиме реального времени в замкнутом контуре с объектами регулирования (ли-

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

нии электропередачи, образующие связи области регулирования с ЕЭС, автоматизированные электростанции вторичного регулирования) и осуществляющие выявление и устранение ошибки регулирования.

Ошибка регулирования (небаланс области регулирования при регулировании частоты либо обменной мощности, превышение контролируемым перетоком уставки автоматического ограничителя перетоков) должна устраняться по астатическому закону регулирования.

7.3.8. Информационный обмен между системами АРЧМ и объектами регулирования (сбор данных о режиме энергосистемы и подчиненных объектов управления, передача на объекты регулирования управляющих воздействий) должен обеспечиваться системой сбора и передачи информации (ССПИ) для АРЧМ.

7.3.9. В ЦКС и ЦС АРЧМ при расчете управляющих воздействий может проводиться оптимизация по составу используемых в автоматическом управлении объектов с минимизацией расходования резервов вторичного регулирования для выполнения требуемых функций автоматического регулирования при условии выполнения требований по качеству регулирования и надежности режимов, как электростанций вторичного регулирования, так и энергообъединения.

### 7.4. Требования к функциям системы автоматического вторичного регулирования

7.4.1. ЦКС АРЧМ ЕЭС должна выполнять следующие функции:

- регулирование частоты в энергообъединении, или
- регулирование обменной мощности по заданным межгосударственным связям ЕЭС с частотной коррекцией, или
- регулирование обменной мощности по заданному сечению связей с Европейским энергообъединением с частотной коррекцией.

(Выбор одной из трех функций регулирования баланса производится на базе действующих международных соглашений).

- Автоматическое ограничение перетоков по межгосударственным связям ЕЭС путем форсировки (блокировки) регулятора частоты или заданного с коррекцией по частоте перетока в составе ЦКС АРЧМ.

- Автоматическое ограничение перетоков по транзитным связям ЕЭС России, порученным ЦДУ ЕЭС.

7.4.2. ЦС АРЧМ территориальных и региональных областей регулирования должны выполнять следующие функции:

- Автоматическое регулирование обменной мощности по заданному сечению области регулирования с частотной коррекцией с возможностью перехода на регулирование частоты.

- Автоматическое ограничение перетоков по заданным транзитным связям своей операционной зоны.

- Получение от ЦКС АРЧМ управляющих воздействий и ретрансляция на подведомственные электростанции, энергоблоки с контролем допустимости по наличию резерва пропускной способности контролируемых автоматическими ограничителями транзитных связей и с одновременной автоматической корректировкой уставки автоматического регулятора обменной мощности.

7.4.3 ЦС АРЧМ территориальных и региональных областей ограничения должны выполнять следующие функции:

- Автоматическое ограничение перетоков по заданным транзитным связям своей операционной зоны;

- Получение от ЦКС АРЧМ управляющих воздействий и ретрансляция на подведомственные электростанции, энергоблоки с контролем допустимости по наличию резерва пропускной способности контролируемых автоматическими ограничителями транзитных связей.

7.4.4. ЦС АРЧМ изолированно работающих энергосистем должны выполнять следующие функции:

- Регулирование частоты в синхронной зоне. (Регулирование заданного с коррекцией по частоте суммарного внешнего перетока при наличии связи с энергосистемами других стран, если это предусмотрено соглашениями).

- Автоматическое ограничение перетоков по транзитным связям своей области регулирования.

### 7.5. Требования к резервам и электростанциям вторичного регулирования

*Требования к резервам вторичного регулирования*

7.5.1. Для обеспечения эффективного вторичного регулирования и ограничения перетоков в областях регулирования и ограничения должны создаваться и постоянно поддерживаться резервы вторичной мощности на загрузку и разгрузку выделенных электростанций вторичного регулирования в объеме и с размещением, обеспечивающими выполнение заданных задач вторичного регулирования.

7.5.2. Величина поддерживаемого резерва вторичной регулирующей мощности в каждой области регулирования должна быть достаточной для:

- подавления нерегулярных колебаний небаланса мощности и компенсации динамической погрешности регулирования баланса мощности в часы переменной части графика нагрузки,

- компенсации наибольшей вероятной внезапной потери генерации или потребления (принцип надежности N-1) в данной области регулирования (определенный Системным оператором расчетный небаланс мощности области регулирования).

7.5.3. В областях регулирования и ограничения перетоков мощности вторичных резервов должно быть достаточно для выполнения порученных задач ограничения перетоков мощности, а их размещение должно обеспечивать возможность выполнения этих задач.

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

7.5.4. Вторичные резервы (величина и размещение) для территориальных и региональных областей регулирования и ограничения в ЕЭС задаются Системным оператором.

7.5.5. Величина резерва вторичной мощности для ЕЭС России на загрузку и разгрузку определяется Системным оператором по правилам, согласованным в рамках энергообъединения стран СНГ и Балтии.

7.5.6. При выборе электростанций вторичного регулирования следует учитывать как их маневренность и регулировочные возможности, так и размещение резервов для вторичного регулирования относительно контролируемых транзитных связей, требующих ограничения перетоков мощности.

7.5.7. Следует стремиться к размещению резервов вторичного регулирования таким образом, чтобы регулирующие электростанции или энергоблоки располагались по обеим сторонам контролируемых транзитных связей.

*Требования к электростанциям вторичного регулирования*

7.5.8. Для целей оперативного вторичного регулирования следует привлекать маневренные гидравлические, гидроаккумулирующие, тепловые электростанции, а также потребителей с регулируемой нагрузкой, способных к немедленному (в течение 5 минут) существенному (в пределах заданного вторичного резерва) изменению мощности по требованию оператора.

7.5.9. Для целей автоматического вторичного регулирования следует использовать специально подготовленные автоматизированные гидравлические и тепловые электрические станции, подключенные к системам АРЧМ и удовлетворяющие требованиям соответствующих Стандартов Системного оператора.

7.5.10. На электростанциях и энергоблоках, привлекаемых к вторичному регулированию, должны быть:

- выполнены технические требования по вторичному регулированию, указанные в стандартах Системного оператора;
- обеспечена эксплуатация оборудования ССПИ и аппаратуры для регистрации фактического участия каждого энергоблока в регулировании, приема команд управления от диспетчерского центра Системного оператора, обмена информацией с этим диспетчерским центром;
- обеспечены условия организации каналов связи с диспетчерским центром Системного оператора требуемого качества, удовлетворяющих требованиям, указанным в стандартах Системного оператора.

7.5.12. Соответствие вышеуказанным требованиям должно подтверждаться результатами сертификационных испытаний на подтверждение соответствия требованиям стандартов Системного оператора.

**7.6. Требования к техническим средствам вторичного регулирования**

7.6.1. Технические средства и каналы связи, используемые при оперативном и автоматическом вторичном регулировании, должны работать в режиме реального времени с временами полного цикла получения, передачи и обработки информации, ее временного рассогласования не более 1 с.

7.6.2. Должны использоваться резервированные, помехозащищенные, как правило, цифровые каналы передачи данных, имеющие надежность для каждого канала не ниже 99,99%.

Обработка информации на промежуточных пунктах не должна создавать задержки либо искажения (снижения точности) передаваемой информации.

7.6.3. Программно-аппаратные комплексы ЦКС и ЦС АРЧМ должны быть реализованы на программно-аппаратной базе, отдельной от использующихся в субъектах оперативно-диспетчерского управления оперативно-информационных комплексов и других систем.

7.6.4. Программно-аппаратные комплексы ЦКС и ЦС АРЧМ должны иметь резервирование технических средств, защиту от потери информации, от сбоев программного обеспечения и сбоев в системах сбора информации.

7.6.5. Терминалы АРЧМ на электростанциях вторичного регулирования должны быть защищены от приема ложных команд телеуправления при сбоях в работе каналов телеуправления и в центральных регуляторах ЦКС (ЦС) АРЧМ.

7.6.6. Терминалы АРЧМ на электрических станциях, принимающие команды телеуправления, регистрирующие фактическое изменение активной мощности каждого энергоблока и обменивающиеся информацией с Системным оператором, должны иметь резервирование технических средств, защиту от потери информации и от ложных команд при сбоях в системах АРЧМ, в каналах телеуправления.

*Требования к характеристикам технических средств и программного обеспечения вторичного регулирования*

7.6.7. Система оперативного вторичного регулирования в диспетчерских центрах, аппаратно-программные комплексы АРЧМ, в том числе системы сбора и передачи информации (ССПИ), должны удовлетворять следующим требованиям:

- задержка при передаче каждого из параметров, используемых при контроле режима области регулирования и (или) ограничения, электростанции вторичного регулирования (с момента измерения параметра в точке измерения на подстанции либо электростанции до ввода в центральный регулятор аппаратуры ЦКС или ЦС АРЧМ) должна быть не более 1 секунды;
- измерения параметра и передача информации должны производиться циклически (не реже одного раза в секунду).
- абсолютная точность измерения частоты должна быть не хуже  $\pm 0,001$  Гц;

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

- точность измерения активной мощности энергоблока вторичного регулирования не должна быть хуже 1,0–2,0% от номинальной мощности энергоблока;
- точность измерения перетоков мощности по линиям электропередачи, входящим в контролируемые регуляторами обменной мощности либо ограничителями перетоков сечения области регулирования и (или) ограничения, должна быть не хуже 1,0–2,0% их полного диапазона измерения. Относительный сдвиг по времени моментов фиксации в центральном регуляторе измерений отдельных перетоков в сечениях транзитной сети не должен превышать 1 секунды;
- измерения перетоков мощности должны передаваться по дублированным каналам телемеханики;
- постоянная времени интегрирования в интегральном вторичном регуляторе должна составлять 50–200 с для регулятора частоты либо обменной мощности и 30 – 40 с для ограничителя перетока;
- коэффициент пропорциональной составляющей (при использовании пропорционально — интегрального регулятора) должен составлять 0–0,5;
- программы, реализующие технологические алгоритмы АРЧМ, должны выполняться с циклом не более 1 секунды;
- скачкообразные изменения графика заданного суммарного внешнего перетока мощности для исключения резких изменений частоты при изменении графика, должны быть представлены линейными наклонными участками, и переход на новое значение должен осуществляться плавно, то есть начинаться за 5 минут и заканчиваться через 5 минут после заданного времени изменения графика сальдо перетоков.

### 8. ТРЕТИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

8.1. Для поддержания заданных величин вторичных резервов, их восстановления по мере использования в процессе регулирования во всех областях регулирования и ограничения должно осуществляться третичное регулирование, создаваться третичный резерв (на разгрузку и загрузку электростанций).

8.2. В качестве третичного резерва для восстановления регулировочных возможностей первичного и вторичного регулирования должны использоваться:

- пуск-останов резервных гидрогенераторов;
- пуск-останов, перевод в генераторный или насосный режим агрегатов гидроаккумулирующих электростанций;
- загрузка (разгрузка) энергоблоков ТЭС и ТЭЦ;
- загрузка (разгрузка) агрегатов парогазовых установок;
- отключение (включение) потребителей с управляемой нагрузкой;
- загрузка (разгрузка) газомазутных энергоблоков;
- изменение значений плановых перетоков;
- загрузка (разгрузка) энергоблоков АЭС.

8.3. Третичный резерв должен быть достаточным для обеспечения эффективного функционирования

вторичного регулирования в заданном объеме при требуемом качестве регулирования, а также возмещения максимальной расчетной погрешности планирования баланса мощности, возможной задержки выхода энергоблоков из ремонта и компенсации расчетного небаланса мощности.

8.4. При планировании третичного резерва необходимо учитывать фактическое размещение всех видов резервов с целью предотвращения перегрузки связей при мобилизации резервов.

8.5. Третичное регулирование для восстановления резерва вторичного регулирования может выполняться вручную или автоматически в рамках систем АРЧМ и должно начинаться с временным упреждением, чтобы восстановление резерва вторичного регулирования предотвращало его исчерпание.

8.6. Величина третичного резерва и его размещение устанавливаются Системным оператором.

### 9. Коррекция синхронного времени

Ошибка синхронного времени возникает и накапливается из-за неточности и дискретности измерения фактической частоты, погрешности в регулировании средней частоты в системах вторичного регулирования и вызывает отклонения фактических значений обменов электроэнергией от плановых договорных значений.

Функции контролера синхронного времени выполняет диспетчерский центр ЦДУ ЕЭС.

Контролер синхронного времени непрерывно рассчитывает синхронное время путем интегрирования фактического значения частоты и определяет его отклонение от астрономического времени.

9.1. В ЕЭС России с целью контроля и ограничения отклонения (ошибки) синхронного времени, единого во всей синхронной зоне, от астрономического времени должна производиться коррекция синхронного времени.

В изолированно работающих энергосистемах рекомендуется осуществлять коррекцию синхронного времени.

9.2. Коррекция (введение в нормально допустимый диапазон) ошибки синхронного времени должна выполняться путем временного смещения заданной уставки по частоте во всех вторичных регуляторах частоты и перетока с частотной коррекцией на заданную величину (плюс или минус 0,01 Гц от номинального значения частоты) по сигналу от контролера синхронного времени.

9.3. Для контроля синхронного времени должны производиться ежесекундные замеры текущей частоты в ЕЭС с использованием датчика частоты с разрешающей способностью 0,001 Гц и абсолютной точностью не хуже  $\pm 0,0005$  Гц.

9.4. Нормально допустимый диапазон ошибки синхронного времени равен  $\pm 20$  с, а максимально допустимый диапазон ошибки синхронного времени равен  $\pm 30$  с.

9.5. Если на 8 часов утра каждого дня отклонение синхронного времени не выходит за пределы нормального допустимого диапазона, то коррекция не производится.

9.6. Если отклонение синхронного времени выходит за пределы нормально допустимого диапазона, то контролер синхронного времени до 10 часов утра должен послать указание о коррекции во все диспетчерские центры, где осуществляется вторичное регулирование частоты либо перетока с частотной коррекцией.

1. В указании должны быть приведены ошибка синхронного времени, требуемая уставка по частоте вторичных регуляторов, время начала и конца коррекции.

2. Требуемое смещение уставки должно быть  $+0,01$  Гц, если синхронное время отстает от астрономического, и  $-0,01$  Гц, если синхронное время опережает астрономическое, а длительность коррекции — все следующие сутки, начиная с 0 часов.

3. Больше отклонение уставок частоты от номинального значения не допускается по условиям функционирования нормированного первичного регулирования частоты.

Время  $T_{кор}$ , необходимое для коррекции заданной ошибки синхронного времени  $\Delta t$  (сек), составляет:

$$T_{кор} = 5000 * \Delta t, \text{ с.}$$

Для коррекции ошибки синхронного времени на 20 с требуется около 28 часов работы со смещенной уставкой по частоте на  $\pm 0,01$  Гц.

## 10. Методы выполнения измерений

10.1. Для целей вторичного регулирования и контроля синхронной работы энергосистем ЕЭС России, должна измеряться и фиксироваться частота электрического тока.

10.2. Частота должна измеряться в каждой операционной зоне, в каждой части энергосистемы, которая может выделяться на изолированную работу, а также на каждой электростанции.

10.3. Измерение частоты, используемое для оперативного или автоматического вторичного регулирования, должно производиться датчиками, подключенными к сети переменного тока собственных нужд соответствующего диспетчерского центра, имеющей надежную постоянную синхронную связь с питающим центром энергосистемы без перевода на систему гарантированного питания.

Измерение должно дублироваться быстродействующими телеизмерениями с датчиков, установленных в контрольных точках энергосистемы — на секциях шин основного напряжения электростанций и подстанций транзитной сети в операционных зонах Центра, Средней Волги, Северо-Запада, Юга, Урала, Сибири, Востока.

10.4. Частота должна измеряться на одной из фаз.

10.5. Должна фиксироваться частота основной гармоники напряжения в сети.

10.6. Частота должна фиксироваться с периодичностью 1 с и дискретностью 0,001 Гц.

Следует использовать датчики, фиксирующие среднее за секунду значение частоты.

Абсолютная точность измерения частоты должна быть не хуже 1 мГц.

10.7. Для целей вторичного регулирования изменение передаваемой по линии мощности должно производиться следующим образом:

- Датчики мощности должны подключаться к измерительным трансформаторам тока и напряжения контролируемой линии с возможностью перевода на резервные трансформаторы напряжения присоединений того же напряжения.

- Датчики мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) среднюю (действующую) активную мощность, передаваемую по линии, с периодичностью 1 с и интервалом усреднения 1 с.

- Для расчетов должна использоваться основная гармоника напряжения и тока.

- Совокупная погрешность канала мощности должна быть не хуже 1,0% от полного диапазона измерения датчика, согласованного с номинальной пропускной способностью линии.

- Дискретность (разрешающая способность) измерения мощности должна быть не хуже 0,1% от полного диапазона измерения датчика.

10.8. Для целей общего и нормированного первичного регулирования частота вращения вала турбины должна определяться с точностью до 10 мГц.

10.9. Для целей общего первичного регулирования измерение генерируемой энергоблоком мощности должно производиться следующим образом:

- Датчики мощности должны подключаться к измерительным трансформаторам тока и напряжения на шинах генератора.

- Датчики мощности должны рассчитывать среднюю (действующую) активную мощность с периодичностью 1 с и интервалом усреднения не более 1 с. Для расчетов должна использоваться основная гармоника напряжения и тока.

- Совокупная погрешность канала измерения мощности должна быть не хуже 2,0% от номинальной мощности энергоблока. Дискретность измерения и фиксации мощности (разрешающая способность) в системах мониторинга на электростанциях и на диспетчерских центрах не хуже 0,2%.

10.10. Для целей нормированного первичного и автоматического вторичного регулирования измерение мощности, генерируемой энергоблоком, должно производиться следующим образом:

- Датчики мощности должны подключаться к измерительным трансформаторам тока и напряжения на шинах генератора.

- Датчики мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) среднюю (действующую) активную мощность с периодичностью 1 с и интервалом усреднения 1 с. Моментом выполнения измерения считается время конца каждого интервала усреднения.

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

- Для расчетов должна использоваться основная гармоника напряжения и тока.

- Абсолютная точность измерения мощности должна быть не хуже 1,0% от номинальной мощности энергоблока.

Разрешающая способность (дискретность) измерения и фиксации мощности в системах мониторинга должна быть не хуже 0,1% от номинальной мощности энергоблока.

### 11. МОНИТОРИНГ УЧАСТИЯ СУБЪЕКТОВ В РЕГУЛИРОВАНИИ

11.1. На каждой электростанции должен быть обеспечен постоянный мониторинг участия ее энергоблоков и электростанции в целом в общем первичном регулировании частоты и в поддержании заданной диспетчерскими графиками мощности.

На электростанциях, выделенных для участия в нормированном первичном, вторичном и третичном регулировании, должен быть дополнительно обеспечен постоянный мониторинг участия энергоблоков и электростанции в соответствующих видах регулирования.

Технические требования к мониторингу определяются Системным оператором.

Требования к мониторингу первичного и вторичного регулирования

11.2. Для обеспечения максимально достижимой стабильности по величине и во времени необходимой крутизны СЧХ соответствующей операционной зоны, области регулирования и ЕЭС России в целом, недопущения перегрузки связей при мобилизации резервов первичного регулирования субъекты оперативно-диспетчерского управления должны:

- контролировать своевременность и качество предоставления резервов нормированного первичного регулирования;

- оценивать реальные мертвую полосу, статизм, быстродействие и стабильность функционирования во времени систем первичного регулирования привлекаемых к НПРЧ энергоблоков и электростанций;

- контролировать реальную крутизну статической частотной характеристики подведомственной энергосистемы и качество выполнения порученных функций вторичного регулирования.

11.3. Электростанции и энергоблоки, участвующие в нормированном первичном регулировании, должны иметь оборудование мониторинга, регистрирующее фактическое участие каждого энергоблока в регулировании, позволяющее персоналу электростанции оперативно контролировать качество участия в регулировании, и передающее текущие значения параметров и записанные архивы Системному оператору.

*Регистрация событий и обработка данных*

11.5. Для осуществления мониторинга участия энергоблоков и электростанций в регулировании частоты и перетоков мощности в ЕЭС России, ОЭС, изолированных энергосистемах субъекты оператив-

но-диспетчерского управления должны организовать регистрацию и хранение следующих измерений:

- частоты электрического тока;

- активной мощности энергоблоков (номинальной мощностью 150 МВт и более) и электростанций, участвующих в ОПРЧ;

- активной мощности энергоблоков, участвующих в НПРЧ;

- суммарных внешних перетоков мощности ЕЭС России и областей регулирования;

- перетоков мощности в контролируемых ограничителями сечениях.

11.6. На основании регистрируемых данных субъекты оперативно-диспетчерского управления должны определять следующие характеристики:

- управляющие воздействия вторичного и третичного регулирования для объектов, участвующих в регулировании;

- своевременность и качество реализации объектами управляющих воздействий;

- крутизну СЧХ ЕЭС России, ОЭС, изолированных энергосистем;

- качество участия подведомственных электростанций и энергоблоков в ОПРЧ, НПРЧ.

11.7. Мониторинг производится при инцидентах, опубликованных на внешнем сайте Системного оператора в соответствии с п. 11.13 (2) при скачкообразных возникновениях небалансов мощности, превышающих 700 МВт.

Определение крутизны СЧХ и оценка качества начального этапа первичного регулирования области регулирования, энергосистемы должны производиться путем сопоставления значения скачкообразного изменения обменной мощности энергосистемы со значением скачкообразного отклонения частоты непосредственно на первых 30 секундах переходного процесса (до вмешательства вторичного регулирования).

11.10. Крутизна СЧХ ЕЭС России, области регулирования, территориальной (объединенной) и региональной энергосистемы, кроме тех, в пределах которых произошел зафиксированный инцидент, определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{\Delta P_c}{\Delta f}, \text{ МВт/Гц},$$

где:

$\sigma$  — расчетное значение крутизны статической частотной характеристики,

$\Delta P_c$  — изменение суммарного внешнего перетока (обменной мощности)  $\Delta P_c = P_c - P_{c0}$  (положительно при росте приема мощности),

$P_c$  — квазиустановившийся суммарный внешний переток, МВт,

$P_{c0}$  — исходный суммарный внешний переток, МВт,

$\Delta f = f - f_0$  — изменение частоты (положительно повышение), Гц.

$f$  и  $f_0$  — квазиустановившееся и исходные значения частоты, Гц.

11.11. Крутизна СЧХ области регулирования, территориальной и региональной энергосистемы, в пределах которых произошел зафиксированный инцидент, определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{\Delta P_{\text{с}} + \Delta P_{\text{нб}}}{\Delta f}, \text{ МВт/Гц,}$$

где:

$\Delta P_{\text{нб}}$  — небаланс, возникший в результате инцидента (по данным, опубликованным на сайте Системного оператора, п. 11.13, положителен избыток генерации).

В областях регулирования, в пределах которых произошел зафиксированный инцидент, дополнительно проверяется своевременность и качество осуществления регионального вторичного регулирования.

Результаты сопоставляются с требованиями разделов 6, 7 и оперативно передаются в диспетчерский центр ЦДУ ЕЭС.

11.12. Используемые при расчетах изменения перетока и частоты определяются как разность усредненных значений соответствующего параметра за 30 секунд до (исходное значение) и за 20 секунд (в интервале от 10-ой до 30-ой секунды — квазиустановившееся значение) после толчка.

Результаты сопоставляются с требованиями п. 6.1.

Последующие изменения крутизны СЧХ, характеризующие степень стабильности первичного регулирования во времени, могут быть оценены на основе аналогичных расчетов при условии отсутствия на исследуемом интервале времени иных инцидентов с нарушением баланса, как в области регулирования, так и за ее пределами.

*Публикация данных*

11.13. Для организации контроля качества первичного и вторичного регулирования частоты и перетоков мощности Системный оператор (высший уровень — диспетчерский центр ЦДУ) должен оперативно публиковать следующую информацию:

1) на внутреннем сайте Системного оператора, доступном для использования диспетчерскими центрами среднего и нижнего уровней:

- фиксируемые в ЕЭС случаи внезапного (толчком) изменения баланса мощности на 500 МВт и более, с указанием времени, места, причины и значения небаланса мощности;

- зафиксированные при этом начальные (за первые 30 с) отклонения частоты и сальдо перетока ЕЭС России;

- фактическую величину крутизны СЧХ энергообъединения и ЕЭС России;

- сведения о развитии инцидента (при наличии).

2) на внешнем сайте Системного оператора:

- фиксируемые в ЕЭС России случаи внезапного (толчком) возникновения небалансов мощности, превышающих 700 МВт, с указанием причины, величины, времени и места возникновения небаланса;

- зафиксированные при этом начальные (за первые 30 с) отклонения частоты и сальдо перетока ЕЭС России;
- фактическую величину крутизны СЧХ энергообъединения и ЕЭС России.

Информация об инцидентах должна опубликовываться на внешнем сайте Системного оператора на следующий рабочий день после их возникновения.

Публикации Системного оператора на внешнем сайте должны использоваться диспетчерскими центрами Системного оператора, другими субъектами оперативно — диспетчерского управления, всеми электростанциями для оперативного контроля качества первичного (общего и нормированного) и вторичного регулирования, степени соответствия нормативам и договорам.

## 12. ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СТАНДАРТУ

Подтверждение соответствия настоящему Стандарту субъекты электроэнергетики осуществляют в форме добровольной сертификации в соответствии с действующим законодательством.

### Библиография

1. Правила устройства электроустановок. Раздел 1. Утверждены Приказом Минэнерго РФ № 264 от 30.07.2003.

2. Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем (основные положения). Утв. Минэнерго СССР 23.09.1986.

3. СО 34.35.309 (РД 34.35.309) Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем: / Утверждены Департаментом науки и техники РАО «ЕЭС России» 03.02.97. Разработаны Департаментом науки и техники РАО «ЕЭС России», АО «Фирма ОРГРЭС», Энергосетьпроект, АО ВНИИЭ. Срок действия установлен с 1.01.97. М.: СПО ОРГРЭС, 1998. 2с.

4. СО 153-34.35.502 (РД 34.35.502) Инструкция для оперативного персонала по обслуживанию устройств релейной защиты и электроавтоматики энергетических систем: / Утв. Минэнерго СССР 20.04.78; Разработана ПО Союзтехэнерго. М.: СПО Союзтехэнерго, 1978. 36 с.

5. РД 153-34.0-35.617-2001 Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ: Изд. 3-е, перераб. и доп. / Утв. Департаментом научно-технической политики и развития РАО «ЕЭС России» 20.01.01. Разраб. ОАО «Фирма ОРГРЭС». Ввод в действ. с 2001-03-01. М.: СПО ОРГРЭС, 2001. 228 с.

6. СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005 Стандарт ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» «Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты».

7. РД 34.11.334-97 Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах. Типовая методика выполнения измерений электрической мощности.

8. Концепция регулирования частоты и мощности стран СНГ и Балтии.

*(Приложения к настоящему стандарту носят специальный характер — проверка готовности энергоблоков к регулированию частоты, поэтому в настоящую публикацию не включены.)*

**ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ****СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ»  
СТО 17330282.27.010.001-2008****«ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА  
ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ»***Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам*

Дата введения — 2008.06.20

(Данная публикация не является официальным документом)

**Предисловие**

Настоящий Стандарт устанавливает рекомендуемую терминологию в сфере электроэнергетики, включая управленческую, экономическую и инженерно-техническую деятельность, а также применяемую технику и технологии.

Стандарт разработан в соответствии с требованиями Федерального закона «О техническом регулировании» от 27.12.2002 № 184-ФЗ.

**Сведения о стандарте**

1. РАЗРАБОТАН ОАО РАО «ЕЭС России» с участием дочерних и зависимых обществ, научно-исследовательских и проектных институтов, ведущих специализации ОАО «ЭНИН им. Г.М. Кржижановского».

2. ВНЕСЕН ОАО «ЭНИН им. Г.М. Кржижановского».

3. ПРИНЯТ И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 17.06.2008 № 289.

4. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ.

**Введение**

Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» «Электроэнергетика. Термины и определения» (далее Стандарт) устанавливает рекомендуемую терминологию в сфере электроэнергетики, в том числе в организационной, экономической и инженерно-технической деятельности. Стандарт определяет основные понятия в указанных сферах деятельности.

Приведенные в Стандарте термины и определения заимствованы из действующих нормативных документов, в том числе Федеральных законов, Государственных терминологических и иных стандартов, а также справочников, энциклопедий и других источников. Вместе с тем стандарт содержит вновь вводимые термины и определения, которых нет в нормативных документах.

Стандарт должен быть пересмотрен в случаях ввода в действие новых технических регламентов и национальных стандартов, содержащих терминологию в области электроэнергетики.

**Область применения**

Настоящий Стандарт:

- распространяется на терминологию в области электроэнергетики;

- предназначен для применения в практике менеджмента, экономических оценок, проектировании и эксплуатации объектов электроэнергетики, энерго- и ресурсосбережении, описании технологий и технических понятий, в электроэнергетике, экологических оценок, охране труда, а также в переписке между электроэнергетическими предприятиями и организациями.

Пользователями стандарта являются работники ОГК, ТГК, сетевых и энергоснабжающих компаний, электростанций, проектных и научно-исследовательских институтов, преподаватели, аспиранты и студенты энергетических вузов и факультетов.

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

### 2. Техника и технология

#### 2.1. Основные технические понятия в электротехнике и электроэнергетике. Электрические станции (электрическая часть). Релейная защита и автоматизация энергосистем. Электрические сети и системы. Надежность электроэнергетических систем

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.1	Абсолютная диэлектрическая восприимчивость	Величина, характеризующая свойство диэлектрика поляризоваться в электрическом поле.	Absolute dielectric susceptibility
2.1.2	Аварийная сигнализация	Сигнализация, извещающая персонал о возникновении аварийного режима работы объекта или целого участка обслуживаемой установки.	
2.1.3	Аварийно допустимый переток мощности в сечении сети	Наибольший переток мощности, допустимый в послеаварийном или вынужденном режимах.	Emergency alarm
2.1.4	Аварийное отключение	Отключение, при котором снимается напряжение со всех токоведущих элементов поврежденной энергоустановки.	Emergency power transfer limit
2.1.5	Авария в энергосистеме	Нарушение нормального режима работы всей или значительной части энергетической системы, связанное с повреждением оборудования, временным недопустимым ухудшением качества электрической энергии или перерывом в электроснабжении потребителей.	Emergency switching-off
2.1.6	Автоматизированная система	Система, состоящая из персонала и комплекса средств автоматизации, реализующая технологию выполнения установленных функций.	Emergency in power system
2.1.7	Автоматизированная система контроля	Система контроля, обеспечивающая проведение контроля с частичным непосредственным участием человека.	Automated system
2.1.8	Автоматизированное рабочее место	Программно-технический комплекс автоматизированной системы, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида.	Computerized control system
2.1.9	Автоматизированные системы диспетчерского управления	Человеко-машинные системы управления режимами работы энергетических систем.	Automated workplace
2.1.10	Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР)	Устройства противоаварийной автоматики, осуществляющие управляющее воздействие на скорость вращения роторов генераторов (ускорение или торможение) электростанций или действующие на деление энергосистемы на несинхронно работающие части.	Automated systems of supervisory control Automatics for liquidation of asynchronous mode
2.1.11	Автоматика ограничения перегрузки оборудования	Автоматика, действующая на загрузку или разгрузку генераторов, деление системы и отключение потребителей при токовой перегрузке данного оборудования сверх допустимой величины в течение заданного времени.	Automatic prevention of equipment overload
2.1.12	Автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПУ) энергосистемы	Комплекс средств противоаварийной автоматики, предназначенный для автоматического предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы (района управления) при аварийных возмущениях и обеспечения в послеаварийных режимах нормативного запаса статической устойчивости.	Automatics of instability prevention in power system
2.1.13	Автоматика регулирования частоты и активной мощности	Система, обеспечивающая поддержание частоты в энергообъединениях и изолированных энергосистемах в нормальных режимах в заданных пределах, регулирование обменных мощностей энергообъединений и ограничение перетоков мощности по контролируемым связям энергообъединений и энергосистем	Automatics of power and frequency control

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.14	Автоматическая синхронизация генераторов	Выполняемая устройством автоматики последовательность операций по включению синхронных генераторов на параллельную работу с электроэнергетической системой.	Automatic synchronization of generators
2.1.15	Автоматическая система контроля	Система, обеспечивающая проведение контроля без непосредственного участия человека.	Automatic control system
2.1.16	Автоматическая частотная разгрузка (АЧР)	Автоматическое устройство, которое отключает часть нагрузки энергосистемы в случае снижения частоты ниже допустимого уровня.	Underfrequency load shedding
2.1.17	Автоматический выключатель	Выключатель, предназначенный для автоматической коммутации электрической цепи.	Automatic circuit breaker
2.1.18	Автоматический осциллограф (регистратор аварийных ситуаций)	Прибор, записывающий значения параметров режима до и во время аварийного события.	Disturbance recorder perturbograph
2.1.19	Автоматический регулятор возбуждения сильного действия	Автоматический регулятор возбуждения, который реагирует на относительные отклонения напряжений и токов от нормальных значений, а также на скорости изменения этих отклонений.	Automatic excitation regulator of strong action
2.1.20	Автоматическое включение резервного питания и оборудования (АВР)	Устройство для восстановления энергоснабжения потребителей путем автоматического включения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания.	Automatic switching-in of reserve supply and equipment
2.1.21	Автоматическое ограничение повышения напряжения	Устройство, воздействующее на автоматические регуляторы возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов и на включение шунтирующих реакторов или на отключение линии электропередачи при повышении напряжения выше допустимого уровня.	Automatic overvoltage protection
2.1.22	Автоматическое ограничение повышения частоты	Устройство, воздействующее на разгрузку или отключение части генераторов электростанций, при повышении частоты сверх заданного значения.	Automatic overfrequency protection
2.1.23	Автоматическое ограничение снижения напряжения	Устройство, воздействующее на автоматические регуляторы возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов, на отключение шунтирующих реакторов, включение источников реактивной мощности, отключение нагрузки при снижении напряжения ниже допустимого уровня.	Automatic undervoltage protection
2.1.24	Автоматическое ограничение снижения частоты	Автоматика для ограничения снижения частоты, воздействующая на: автоматический частотный ввод резерва; автоматическую частотную разгрузку; дополнительную разгрузку; выделение электростанций или генераторов на питание собственных нужд электростанций; включение питания отключенных потребителей при восстановлении частоты.	Automatic underfrequency protection
2.1.25	Автоматическое повторное включение, АПВ	Автоматическое включение аварийно отключившегося элемента электрической сети.	Automatic reclosing
2.1.26	Автоматическое предотвращение нарушения устойчивости (АПНУ)	Недопущение выпадения из режима синхронной работы электростанции с электроэнергетической системой.	Automatic prevention of instability
2.1.27	Автоматическое разделение энергосистемы (автоматическое деление системы)	Предусмотренное заранее временное разделение энергетической системы на несинхронно работающие части в результате действия автоматических устройств.	Automatic separation of power system
2.1.28	Автоматическое регулирование возбуждения (АРВ)	Устройство, действующее на систему возбуждения синхронных машин с целью поддержания напряжения в электрической сети на заданном уровне	Automatic excitation control

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.29	Автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности	Автоматическое поддержание требуемых значений напряжения и реактивной мощности путем воздействия на возбуждение синхронных электрических машин (синхронные и асинхронизированные генераторы, синхронные компенсаторы, синхронные двигатели) и других источников реактивной мощности (статические тиристорные компенсаторы, конденсаторные батареи), а также путем автоматического изменения коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов.	Automatic voltage and reactive power control
2.1.30	Автоматическое регулирование частоты и активной мощности (АРЧМ)	Автоматическое изменение мощности энергетических агрегатов при изменении частоты напряжения сети в целях обеспечения баланса между генерируемой и потребляемой мощностями в нормальных и аварийных режимах энергетической системы.	Automatic power and frequency control
2.1.31	Автотрансформатор	Трансформатор, две или более обмотки которого гальванически связаны так, что они имеют общую часть.	Autotransformer
2.1.32	Автотрансформатор силовой трехобмоточный	Силовой автотрансформатор, две обмотки которого имеют общую часть, а третья основная обмотка не имеет гальванической связи с двумя первыми обмотками.	Three-winding power transformer
2.1.33	Агрегат бесперебойного питания	Комплекс устройств, осуществляющих преобразование параметров электроэнергии и подключение потребителей для питания от основных или резервных источников электроснабжения.	Uninterruptible power supply
2.1.34	Агрегат генерирующий маневренный	Электрогенерирующая установка используемая для работы в переменной части графика нагрузки энергетической системы.	Controllable set
2.1.35	Агрегат генерирующий пиковый	Электрогенерирующая установка для кратковременной работы при быстром подъеме нагрузки энергетической системы.	Peak load set
2.1.36	Агрегат преобразования частоты	Двигатель-генератор, с помощью которого переменный ток одной частоты преобразуется в переменный ток другой частоты.	Frequency changerset
2.1.37	Агрегат трансформаторный силовой	Устройство, в котором конструктивно объединены два или более силовых трансформаторов.	Power transformer aggregate
2.1.38	Адаптивное АПВ	Автоматическое включение выключателей присоединения, отключенных устройствами релейной защиты, с контролем погасания дуги подпитки короткого замыкания.	Adaptive automatic insertion of switches
2.1.39	Аккумуляция энергоносителя	Способ повышения надежности системы электроэнергетики посредством накопления энергоресурса (электроэнергии или первичного энергоресурса) в различных устройствах аккумуляции.	Energy carrier storage
2.1.40	Аккумулятор электрический	Гальванический элемент, предназначенный для многократного разряда за счет восстановления емкости элемента путем заряда электрическим током.	Storage- battery
2.1.41	Аккумуляторная батарея общестанционная	Аккумуляторная батарея электростанции, предназначенная для питания общестанционных устройств управления, защиты и сигнализации.	Common battery
2.1.42	Амплитуда синусоидальной электрической величины	Максимальное по модулю значение синусоидальной электрической величины	Amplitude of sinusoidal electric value

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.43	Амплитудная модуляция напряжения	Процесс периодического или случайного изменения амплитуды переменного напряжения относительно ее среднего уровня.	Amplitude modulation of voltage
2.1.44	Амплитудная характеристика	Зависимость амплитуды выходного напряжения электрической цепи от амплитуды входного напряжения (при гармонических напряжениях и токах).	Amplitude characteristic
2.1.45	Амплитудно-частотная характеристика (электрической цепи)	Зависимость от частоты модуля входной, выходной или передаточной функции электрической цепи, выраженной в комплексной форме.	(Electric) circuit amplitude-(frequency) characteristic
2.1.46	Анализ видов, последствий и критичности отказов	Процедура анализа видов и последствий отказов, дополненная оценками показателей критичности анализируемых отказов.	Analysis of failure types, consequences and criticality
2.1.47	Аналого-цифровой преобразователь	Устройство для автоматического преобразования непрерывных величин в значения числовых кодов.	Analog-to-digital converter
2.1.48	Анод	Электрод прибора, соединяемый с положительным полюсом источника электрического тока.	Anode
2.1.49	Апериодическая составляющая тока короткого замыкания в электроустановке	Свободная составляющая тока короткого замыкания в электроустановке, изменяющаяся во времени без перемены знака.	Aperiodic component of short-circuit current in electric installation
2.1.50	Апериодическая составляющая электрического тока	Составляющая электрического тока, изменяющаяся во времени без перемены знака. Аналогично определяют аperiодические составляющие электрического напряжения, магнитного потока, электрического заряда и т.д.	Dc component
2.1.51	Аппарат бесконтактный коммутационный	Коммутационный электрический аппарат, осуществляющий коммутационную операцию без перемещения его конструктивных элементов.	Noncontact switching device
2.1.52	Аппарат коммутационный	Аппарат, предназначенный для включения или отключения тока в одной или нескольких электрических цепях.	Switching device
2.1.53	Аппарат электрический	Электротехническое устройство, предназначенное для включения или отключения электрических цепей, контроля электрических и неэлектрических параметров этих цепей, а также для их защиты и управления.	Electric devices
2.1.54	Арматура изолятора	Часть изолятора, предназначенная для его механического крепления к электроустановкам или объектам.	Fixing device
2.1.55	Арматура осветительная	Светотехническая арматура осветительных приборов.	Illumination Lighting fixtures
2.1.56	Бак аккумулятора	Сосуд для расположения блока электродов и электролита аккумулятора.	Cell tank
2.1.57	Бак трансформатора	Бак, в котором размещается активная часть трансформатора или трансформаторного агрегата с жидким диэлектриком, газо- или кварцenaполненного.	Transformer tank
2.1.58	Баланс мощности энергосистемы	Система показателей, характеризующая соответствие суммы значений нагрузки энергосистемы и потребной резервной мощности величине располагаемой мощности энергосистемы.	Power balance in power system
2.1.59	Баланс электроэнергии энергосистемы	Система показателей, характеризующая соответствие потребления электроэнергии в энергосистеме, расхода ее на собственные нужды и потерь в электрических сетях производству электроэнергии в энергосистеме с учетом перетоков мощности из других энергосистем	Energy balance of power system

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.60	Баланс энергии (мощности)	Соотношение между располагаемым производством энергии (мощности) системы и энергопотреблением (нагрузкой) с учетом расходов на собственные нужды, потерь при передаче, распределении и преобразовании, а также необходимого резерва энергии (мощности).	Energy (capacity) balance
2.1.61	Баллон герметизированного магнитоуправляемого контакта	Герметичная оболочка магнитоуправляемого контакта.	Housing, envelope, tube
2.1.62	Безопасное функционирование энергосистемы	Функционирование энергосистемы, при котором отсутствует недопустимый риск, связанный с причинением вреда здоровью людей, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, гибелью животных и растений. При этом учитывается, что вред может быть причинен непосредственно или косвенно в результате перерыва электроснабжения или нарушения иных установленных норм качества электроэнергии.	Safe operation of power system
2.1.63	Бестоковая пауза при АПВ	Интервал времени между окончательным погасанием дуги во всех полюсах при операции отключения и первого появления тока в любом из полюсов при последующей операции включения.	Dead time
2.1.64	Биполярная линия постоянного тока	Линия электропередачи постоянного тока, состоящая из двух полюсов различной полярности по отношению к земле.	Bipolar d.c. link
2.1.65	Блок визуальной информации	Блок с приборами, отражающими необходимые данные в соответствии с поступающей информацией.	Visual display unit
2.1.66	Блокирование в электротехническом устройстве	Осуществление логической функции запрета в электротехническом устройстве.	Blocking
2.1.67	Блокировка электротехнического изделия (устройства)	Часть электротехнического изделия (устройства), предназначенная для предотвращения или ограничения выполнения операций одними частями изделия при определенных состояниях или положениях других частей изделия в целях предупреждения возникновения в нем недопустимых состояний или исключения доступа к его частям, находящимся под напряжением.	Interlocking of electrotechnical product (device)
2.1.68	Блок-станция	Электростанция, работающая в энергетической системе и оперативно управляемая ее диспетчерской службой, но не входящая в число предприятий системы по ведомственной принадлежности.	Block-station
2.1.69	Броня кабеля	Защитный покров, состоящий из металлических лент или проволоки, применяемый для защиты кабеля от внешних механических воздействий.	Cable armour
2.1.70	Броня технологическая	Минимальный уровень электроснабжения, при котором промышленное или иное предприятие может закончить начатый технологический цикл производства.	Technological armour
2.1.71	Броня функциональная	Минимальный уровень энергоснабжения, при котором промышленное или иное предприятие может длительно нормально функционировать, выполняя свои функции на предельно минимальном уровне.	Functional armour
2.1.72	Быстродействующее автоматическое повторное включение (БАПВ)	Автоматическое повторное включение, осуществляемое при достаточно малой бестоковой паузе (0,3 с) после отключения короткого замыкания	Fast-acting automatic reclose

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.73	Вал электрической машины	Вращающаяся (крайне редко — неподвижная у машин с внешним ротором, моментных двигателей) механическая часть электрической машины, служащая для передачи мощности (крутящего момента и частоты вращения) с электродвигателя на исполнительный механизм или с первичного движителя на электрический генератор.	Electric machinery shaft
2.1.74	Варистор	Полупроводниковый резистор с нелинейной вольт-амперной характеристикой.	Varistor
2.1.75	Ввод (вход, входной зажим)	Один из узлов цепи, предназначенный для ее присоединения к источнику электрической энергии или сигналов.	Input
2.1.76	Ввод в работу линии электропередачи и оборудования из ремонта по аварийной готовности	Осуществляемое по указанию диспетчера, в управлении которого находится линия электропередачи или оборудование, прекращение работ на них, восстановление их рабочего состояния и включение в работу в случае, если продолжение ремонта ведет к угрозе возникновения и развития аварии в силу изменившихся условий производства и передачи электроэнергии, вызванных природными условиями, аварийным отключением или недопустимым режимом другого оборудования.	Putting the equipment into operation from repair on emergency availability
2.1.77	Вебер-амперная характеристика	Зависимость потокосцепления элемента или участка электрической цепи от электрического тока в этом или другом элементе или участке электрической цепи.	Flux - ampere (current) characteristic
2.1.78	Ведомость документов для ремонта	Документ, устанавливающий комплект конструкторских документов, необходимый для проведения ремонта изделия, его контроля при ремонте и после него.	List of documents for repair
2.1.79	Веерное отключение	Обусловленное технологическими причинами ограничение (полное или частичное) режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня, по причинам, не связанным с исполнением потребителем электрической энергии своих договорных обязательств или техническим состоянием его энергетических установок.	Fan (radial) switching
2.1.80	Вектор Пойнтинга	Вектор, поток которого сквозь некоторую поверхность представляет собой мгновенную электромагнитную мощность, передаваемую сквозь эту поверхность.	Pointing vector
2.1.81	Векторная диаграмма	Графическое изображение синусоидально изменяющихся во времени с постоянной частотой электрических и магнитных величин, и соотношений между этими величинами с помощью векторов.	Phasor (vector) diagram
2.1.82	Величина небаланса активной мощности области регулирования	Обратная по знаку величина изменения генерируемой активной мощности в области регулирования, необходимого для восстановления заданного суммарного внешнего перетока при номинальной частоте.	Active power disbalance magnitude of control area
2.1.83	Величина небаланса активной мощности синхронной зоны	Обратная по знаку величина изменения генерируемой активной мощности, необходимого для восстановления номинальной частоты.	Active power disbalance magnitude of active zone
2.1.84	Вентиль тиристорный силовой высокого напряжения	Комплектное управляемое устройство, проводящее электрический ток только в одном (прямом) направлении и способное работать в качестве звена (плеча) в преобразовательных схемах высокого напряжения.	Valve thyristor power high voltage
2.1.85	Вентиль электрический	Электронный (электронно-лучевой), газоразрядный или полупроводниковый прибор с односторонней проводимостью	Valve device

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.86	Вероятность безотказной работы	Вероятность того, что в пределах заданной наработки отказ объекта не возникнет.	Reliability function Survival function
2.1.87	Вероятность восстановления посредством управления режимом	Вероятность того, что время восстановления объекта путем управлением режимом не превысит заданного.	Probability of renewal by regime control
2.1.88	Вероятность восстановления путем технического обслуживания и/или ремонта	Вероятность того, что время восстановления объекта путем технического обслуживания и/или ремонта не превысит заданного.	Renewal probability Probability of restoration
2.1.89	Вероятность надежной работы, интегральная	Математическое ожидание времени функционирования с выполнением заданных функций в заданном объеме, отнесенное к продолжительности рассматриваемого периода (обычно году).	Maintainability function Integrated probability of reliable function
2.1.90	Вероятность ограничения нагрузки	Вероятность того, что вследствие отказа передающего оборудования произойдет ограничение потребления энергоресурса в системе (районе, узле).	Load curtailment probability (LCP)
2.1.91	Вероятность потери нагрузки	Вероятность того, что в произвольный момент времени вследствие дефицита энергоресурса произойдет отказ в покрытии нагрузки потребителей.	Loss-of-load probability (LOLP)
2.1.92	Вероятность работоспособного состояния	Вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени.	Probability of being in operable state
2.1.93	Вероятность успешного перехода на резерв	Вероятность того, что переход на резерв произойдет без отказа объекта, т.е. произойдет за время, не превышающее допустимого значения перерыва в функционировании и (или) без снижения качества функционирования.	Probability of successful redundancy
2.1.94	Ветвь электрической цепи	Участок электрической цепи, по которому протекает один и тот же электрический ток.	(Electric) circuit branch
2.1.95	Взрывозащищенное электрооборудование	Электрооборудование, в котором предусмотрены конструктивные меры по устранению или затруднению возможности воспламенения окружающей его взрывоопасной среды вследствие эксплуатации этого электрооборудования.	Explosion-proof electric equipment
2.1.96	Взрывонепроницаемая оболочка	Оболочка, выдерживающая давление взрыва внутри нее и предотвращающая распространение взрыва из оболочки в окружающую взрывоопасную среду.	Blastproof casing
2.1.97	Вибрация проводов	Периодические колебания провода (троса) в пролете с частотой от 3 до 150 Гц, происходящие в вертикальной плоскости при ветре и образующие стоячие волны с размахом (двойной амплитудой), который может превышать диаметр провода (троса).	Vibration of wires
2.1.98	Вид отказа	Совокупность возможных или наблюдаемых отказов элемента и (или) системы, объединенных в некоторую классификационную группу по общности одного или нескольких признаков (причины, механизм возникновения, внешние проявления и другие признаки, кроме последствий отказа).	Failure type
2.1.99	Включение синхронной машины без контроля синхронизма	Включение синхронной машины на параллельную работу путем доведения ее напряжения до значения того же порядка, что и напряжение другой машины или питающей сети с последующим включением на параллельную работу без точного согласования частоты и фазы.	Turn-on of synchronous machine
2.1.100	Внешняя характеристика электротехнического устройства	Зависимость напряжения на выводах электротехнического устройства от тока, протекающего через нагрузку, подключенную к этим выводам	Extremal characteristic

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.101	Возбудитель постоянного тока	Генератор постоянного тока специального исполнения для возбуждения синхронных машин и машин постоянного тока.	DC exciter
2.1.102	Возбудитель электромашинный	Электромашинный генератор, предназначенный для питания обмотки возбуждения другой электрической машины.	Exciter
2.1.103	Возбуждение вращающейся электрической машины	Создание магнитного потока во вращающейся электрической машине током в какой-либо из ее обмоток или постоянными магнитами.	Excitation of rotating electric machine
2.1.104	Возбуждение гидрогенератора	Питание постоянным током обмотки ротора гидрогенератора, осуществляемое путем подачи напряжения с выводов обмотки статора через трансформатор на полупроводниковый выпрямитель (система самовозбуждения) или от вспомогательного синхронного генератора, сочлененного с валом гидрогенератора (система независимого возбуждения гидрогенератора).	Hydrogenerator excitation
2.1.105	Возбуждение трансформатора	Создание основного магнитного поля трансформатора путем подключения одной или нескольких обмоток к одной или нескольким сетям или другим источникам с соответствующими номинальными напряжениями и частотой.	Transformer excitation
2.1.106	Возбуждение турбогенератора	Питание постоянным током обмотки ротора турбогенератора, осуществляемое путем подачи напряжения с выводов обмотки якоря через трансформатор на полупроводниковый выпрямитель (система самовозбуждения) или от вспомогательного генератора, сочлененного с валом турбогенератора (система независимого возбуждения турбогенератора).	Turbogenerator excitation
2.1.107	Возбуждение электрического реле	Приложение одной или нескольких воздействующих величин к электрическому реле.	Relay excitation
2.1.108	Возврат коммутационного аппарата	Переход коммутационного электрического аппарата после срабатывания в исходное положение или состояние, будучи в котором он может выполнять свои функции.	Switching device recovery
2.1.109	Возврат электрического реле	Переход электрического реле из состояния завершено срабатывания в исходное.	Relay reset
2.1.110	Воздействующая величина электрического реле	Электрическая величина, которая одна или в сочетании с другими электрическими величинами должна быть приложена к электрическому реле в заданных условиях для достижения ожидаемого функционирования.	Energizing quantity
2.1.111	Воздушный промежуток между фазами	Расстояние между токоведущими частями двух соседних фаз.	Phase-to-phase clearance
2.1.112	Воздушный промежуток между фазами и землей	Расстояние между токоведущими частями и землей или заземленными конструкциями.	Phase-to-earth clearance
2.1.113	Возмущение	Нарушение (обычно внезапное) режима объекта, вызванное отказами, отключениями отдельных элементов и т.п., приводящее к аварийному режиму его работы.	Disturbance
2.1.114	Возмущение по живучести предельное	Максимальное аварийное снижение мощности (производительности), выдерживаемое системой без перехода в отказ по живучести.	Extreme influence about survivability
2.1.115	Возмущения в электроэнергетической системе	Непредусмотренные изменения в условиях работы электроэнергетической системы, приводящие к переходным процессам на электростанциях, в электрических сетях и у потребителей электроэнергии	Perturbation in electric power system

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.116	Возобновляемые источники энергии	Источники энергии, образующиеся на основе постоянно существующих или периодически возникающих естественных природных процессов.	Renewable energy sources
2.1.117	Волна бегущая электромагнитная	Электромагнитная волна, распространяющаяся в однородной среде (или в линии передачи) со скоростью, равной фазовой скорости в этой среде (или в линии).	The running electromagnetic wave
2.1.118	Волна преломленная электромагнитная	Вторичная электромагнитная волна, возникающая в результате падения первичной электромагнитной волны на границу раздела диэлектрических (магнитных) сред со стороны первой среды и распространяющаяся во второй среде.	The refracted wave
2.1.119	Волна прямая (падающая) электромагнитная	Электромагнитная волна, распространяющаяся в пространстве, в линии или в волноводе в направлении, принятом в системе отсчета за положительное направление.	The direct (incident) electromagnetic wave
2.1.120	Волна стоячая электромагнитная	Электромагнитная волна, образованная наложением двух бегущих волн одной и той же частоты и амплитуды, распространяющихся во взаимно противоположных направлениях.	The standing electromagnetic wave
2.1.121	Волновод	Канал, по которому распространяется волна той или иной природы.	The waveguide
2.1.122	Волновое сопротивление среды	Отношение комплексной амплитуды напряженности электрического поля к комплексной амплитуде напряженности магнитного поля плоской бегущей синусоидальной электромагнитной волны, распространяющейся в данной среде.	Impedance of medium
2.1.123	Волокно оптическое	Диэлектрический волновод для передачи информационных сигналов в диапазоне волн оптического излучения.	Optical fibre
2.1.124	Вольт-амперная характеристика	Зависимость электрического напряжения на выводах элемента электрической цепи от электрического тока в нем.	Volt-ampere (voltage-current) characteristic
2.1.125	Восстанавливаемость	Свойство объекта восстанавливать работоспособность после отказа путем проведения технического обслуживания, ремонтов и/или управления объектом.	Restoreability
2.1.126	Восстановление нагрузки	Процесс увеличения нагрузки потребителя или энергетической системы после восстановления напряжения.	Load recovery
2.1.127	Восстановление напряжения в системе электроснабжения	Увеличение напряжения после его снижения или исчезновения до значения, находящегося в допустимых пределах для установившегося режима работы системы электроснабжения.	Voltage recovery
2.1.128	Восстановление объекта	Событие, заключающееся в повышении уровня работоспособности объекта или относительного уровня его функционирования до заданного значения. Восстановление может также трактоваться как процесс перевода объекта с одного уровня работоспособности (функционирования) на другой, более высокий.	Restoration
2.1.129	Вращающееся магнитное поле	Результирующее поле, создаваемое многофазной обмоткой электрической машины при протекании по ней многофазного переменного тока.	Rotating magnetic field
2.1.130	Время включения коммутационного аппарата	Интервал времени от момента подачи команды на включение аппарата до момента появления условий для прохождения тока в его главной цепи.	Turn-on time of apparatus for commutation

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.131	Время возврата электрического реле	Время от момента, когда входная воздействующая или характеристическая величина электрического реле, находящегося в конечном состоянии или в состоянии завершеного срабатывания, принимает в заданных условиях определенное значение, до момента, когда реле завершает возврат.	Release time
2.1.132	Время восстановления	Период времени от момента снижения уровня работоспособности или относительного уровня функционирования до момента восстановления требуемого уровня работоспособности или относительного уровня функционирования объекта.	Restoration time
2.1.133	Время восстановления среднее	Математическое ожидание времени восстановления работоспособного состояния объекта после отказа.	Mean renewal time
2.1.134	Время восстановления устойчивости работы энергосистемы, среднее	Математическое ожидание времени восстановления устойчивой работы энергосистемы.	Mean time of stability restoration
2.1.135	Время восстановления электроснабжения потребителей, среднее	Математическое ожидание продолжительности восстановления электроснабжения потребителей.	Mean time of electric service renewal of customers
2.1.136	Время восстановления, гамма-процентное	Время, в течение которого восстановление работоспособности объекта будет осуществлено с вероятностью, выраженной в процентах.	Gamma-percentile restoration time
2.1.137	Время действия защиты от замыкания на землю	Период времени от момента возникновения замыкания на землю до момента срабатывания отключающего устройства, т.е. до момента отключения поврежденного участка.	Time of operation of protection from partial earth
2.1.138	Время действия устройства РЗА (релейной защиты и автоматики)	Период времени от момента возникновения повреждения в электрической сети до момента срабатывания устройства релейной защиты и автоматики.	Actuation time of relaying and automation device
2.1.139	Время замыкания	Интервал времени от начала замыкания до соприкосновения контактов во всех полюсах аппарата.	Making time
2.1.140	Время локализации отказа функционирования, среднее	Математическое ожидание продолжительности периода времени от момента отказа функционирования до момента локализации отказа функционирования объекта.	Mean time of failure localization
2.1.141	Время отключения аппарата полное	Интервал времени с момента подачи команды на отключение коммутационного аппарата до момента прекращения тока во всех полюсах аппарата.	Total time of device disconnection
2.1.142	Время отключения замыкания	Интервал времени с момента возникновения замыкания до его отключения.	Fault clearance time
2.1.143	Время перерыва электроснабжения максимально допустимое	Максимальное время нарушения электроснабжения потребителя, еще не приводящее к срыву его технологического процесса.	Maximum admission time of power supply interruption
2.1.144	Время срабатывания электрического реле	Время от момента, когда входная воздействующая или характеристическая величина электрического реле, находящегося в начальном или исходном состоянии, принимает в заданных условиях определенное значение, до момента, когда реле завершает срабатывание.	Operation time
2.1.145	Время среза импульса напряжения	Интервал времени между началом импульса напряжения и моментом его среза.	Time of chopping
2.1.146	Вставка постоянного тока (ВПТ)	Преобразовательная подстанция, предназначенная для преобразования переменного тока в постоянный и последующего преобразования постоянного тока в переменный исходной или иной частоты.	dc link
2.1.147	Вторичное регулирование активной мощности в энергосистеме	Процесс восстановления планового баланса мощности путем использования вторичной регулирующей мощности (вторичного резерва) для компенсации возникшего небаланса мощности, ликвидации перегрузки транзитных связей, восстановления частоты и потраченных при действии первичного регулирования резервов первичной регулирующей мощности	Secondary control

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.148	Входная величина (электрической цепи)	Электрический ток или электрическое напряжение, подводимые к выводам электрической цепи, рассматриваемым как ее вход.	(Electric) circuit input value
2.1.149	Входная функция (электрической цепи)	Операторные или комплексные электрические сопротивление или проводимость со стороны входа электрической цепи.	(Electric) circuit input function
2.1.150	Вхождение в синхронизм синхронной машины	Достижение включенной в питающую сеть синхронной машиной устойчивой синхронной частоты вращения.	Acquisition of synchronous machine
2.1.151	Вывод (ввод) коммутационного аппарата	Часть коммутационного аппарата, предназначенная для соединения его с внешними проводниками электрических цепей.	Switching device terminal
2.1.152	Вывод (электрической цепи)	Точка электрической цепи, предназначенная для выполнения соединений с другой электрической цепью.	(Electric) circuit output
2.1.153	Вывод электротехнического изделия (устройства)	Часть электрического изделия (устройства), предназначенная для электрического соединения его с другими изделиями (устройствами).	Terminal
2.1.154	Выдержка времени электрического реле	Интервал времени от момента подачи или съема возбуждения электрического реле до момента выполнения этим реле предназначенной функции, являющейся нормируемой характеристикой времени.	Relay time delay
2.1.155	Выключатель	Коммутационный электрический аппарат, имеющий два коммутационных положения или состояния и предназначенный для включения и отключения электрических цепей.	Circuit breaker (on-off switch)
2.1.156	Выключатель (переключатель) путевого	Выключатель (переключатель), изменяющий свое коммутационное положение или состояние при заданных положениях перемещающихся относительно него подвижных частей машин и механизмов.	Position switch
2.1.157	Выключатель автоматический токоограничивающий	Коммутационный аппарат с чрезвычайно малым временем отключения, в течение которого ток короткого замыкания не успевает достигнуть максимального значения.	Current limiting switch
2.1.158	Выключатель баковый	Выключатель, дугогасительные устройства которого расположены в металлическом заземленном корпусе.	Dead tank circuit breaker
2.1.159	Выключатель вакуумный	Выключатель высокого напряжения, в котором гашение электрической дуги происходит в дугогасительной камере при глубоком вакууме.	Vacuum breaker
2.1.160	Выключатель воздушный	Выключатель, в котором дуга гасится в потоке воздуха.	Air-blast circuit breaker
2.1.161	Выключатель газовый	Выключатель, в котором дуга гасится в потоке газа.	Gas-blast circuit breaker
2.1.162	Выключатель кнопочный (кнопка)	Выключатель, приводимый в действие нажатием детали, передающей усилие оператора.	Push-button
2.1.163	Выключатель линейный	Выключатель линии электропередачи, предназначенный для ее коммутации.	Feeder circuit — breaker
2.1.164	Выключатель масляный	Выключатель, контакты которого размыкаются и замыкаются в масле.	Oil circuit-breaker
2.1.165	Выключатель нагрузки	Коммутационный аппарат, способный включать, длительно пропускать и отключать номинальные токи, а в некоторых случаях и обусловленные перегрузочные токи электрической цепи, в которой он установлен, а также включать ток короткого замыкания этой цепи, и обладающий обусловленной динамической и термической стойкостью при сквозных токах короткого замыкания.	Load switch
2.1.166	Выключатель секционирующий	Выключатель, включенный между двумя секциями системы шин.	Switched busbar circuit-breaker
2.1.167	Выключатель токоограничивающий	Выключатель, в конструкции которого предусмотрены специальные меры для ограничения в заданном диапазоне тока отключаемой им цепи	Current limiting circuit-breaker

**БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУДА**

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.168	Выключатель трансформаторный	Один из выключателей, имеющих с каждой стороны трансформатора, предназначенный для соответствующего уровня напряжения.	Transformer circuit-breaker
2.1.169	Выключатель шиносоединительный	Выключатель, который позволяет соединить две системы сборных шин.	Bus coupler circuit-breaker
2.1.170	Выключатель элегазовый	Выключатель, в котором в качестве дугогасительной среды используется элегаз (SF <sub>6</sub> ).	SF <sub>6</sub> circuit-breaker
2.1.171	Выключатель электромагнитный	Выключатель, в котором гашение дуги осуществляется за счет ее перемещения под действием электромагнитного поля.	Solenoid-operated switch
2.1.172	Вынужденный переток мощности в сечении сети	Переток мощности в вынужденном режиме выше максимально допустимого, но не превышающий аварийно допустимого перетока мощности.	Forced power flow in a section of network
2.1.173	Выпадение из синхронизма синхронной машины	Нарушение устойчивости параллельной работы синхронной машины с питающей сетью при синхронной частоте вращения, в результате которого она начинает вращаться с асинхронной частотой.	(Drop-out) of synchronous machine
2.1.174	Выпрямитель	Устройство, преобразующее переменный ток в ток одного направления (выпрямленный).	Rectifier
2.1.175	Выход (вывод) герметизированного магнитоуправляемого контакта	Токоведущая деталь герметизированного магнитоуправляемого контакта, не покрытая герметичной оболочкой и предназначенная для присоединения к внешней электрической цепи.	Terminal, lead
2.1.176	Выходная величина (электрической цепи)	Электрический ток или электрическое напряжение на выводах электрической цепи, рассматриваемых как ее выход.	Output value
2.1.177	Выходная функция (электрической цепи)	Операторные или комплексные электрические сопротивление или проводимость со стороны выхода электрической цепи.	(Electric) circuit output function
2.1.178	Газонаполненный кабель с внешним давлением	Кабель с избыточным давлением, которое передается изоляции газом через непроницаемую оболочку.	OF cable with internal pressure
2.1.179	Газонаполненный кабель с внутренним давлением	Кабель с избыточным давлением, создаваемым газом, входящим в состав обедненно- или предварительно пропитанной бумажной изоляции или пластмассовой изоляции, и предусмотренной компенсации изменений давления газа.	OF cable with inside pressure
2.1.180	Гармоническая составляющая переменного напряжения (тока)	Составляющая разложения в ряд Фурье периодического напряжения (тока).	Alternating voltage-(current) - harmonic (component)
2.1.181	Гармонические колебания	Движения, при которых значение физической величины (напряжения, тока, заряда, магнитного потока) изменяется по синусоидальному закону.	Harmonic oscillations
2.1.182	Гармонический состав тока короткого замыкания	Совокупность синусоидальных токов различных частот, на которые может быть разложен ток короткого замыкания.	Harmonic composition of short-circuit current
2.1.183	Генератор зарядный	Генератор постоянного или пульсирующего тока, предназначенный для зарядки аккумулятора.	Charging generator
2.1.184	Генератор импульсов	Лабораторное оборудование для проведения испытаний изоляции импульсным напряжением.	Impulse generator
2.1.185	Генератор магнетогидродинамический (МГД-генератор)	Устройство, в котором энергия электропроводящей среды, движущейся в магнитном поле, непосредственно преобразуется в электрическую энергию.	Magnetohydrodynamic generator (MHD generator)
2.1.186	Генератор переменного тока	Генератор электрический, электродвижущая сила которого изменяется по гармоническому закону.	Alternating current generator
2.1.187	Генератор постоянного тока	Электрическая машина, преобразующая механическую энергию приводного двигателя в электрическую энергию постоянного тока.	Direct current generator
2.1.188	Генератор сварочный	Электромашинный генератор, предназначенный для дуговой электросварки	Welding generator

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.189	Генератор собственных нужд	Генератор, производящий электрическую энергию для обеспечения собственных нужд электрической станции.	Auxiliary generator
2.1.190	Генератор ударный	Синхронный генератор, предназначенный для выработки кратковременных импульсов тока в режиме короткого замыкания.	Impact-excited generator
2.1.191	Генератор электрический	Источник электрической энергии, получаемой в результате преобразования других видов энергии.	Electric generator
2.1.192	Гирлянда изоляторов	Устройство, состоящее из нескольких подвесных изоляторов и линейной арматуры, подвижно соединенных между собой.	Insulator string
2.1.193	Главное сечение электрической цепи (графа электрической цепи)	Сечение электрической цепи (графа электрической цепи), состоящее из ветвей связи и только одной ветви дерева графа электрической цепи.	Main section of electric circuit (of graph of electric circuit)
2.1.194	Главный контур графа электрической цепи	Контур графа электрической цепи, содержащий только одну связь графа.	Main feedback loop of a graph
2.1.195	Глубина погашения потребителей из-за отказов по живучести	Математическое ожидание мощности потребителей, отключенных из-за отказов по живучести.	Shortage due to survivability failures
2.1.196	Глубина провала напряжения	Величина, равная разности между номинальным или базовым значением напряжения и наименьшим действующим значением во время его провала.	Brownout
2.1.197	Глубокий ввод	Система электроснабжения потребителя от электрической сети высшего класса напряжения, характеризуемая наименьшим числом ступеней трансформации, включающая питающие линии и понижающую подстанцию, обеспечивающую передачу значительной мощности вглубь территории крупного города или крупного промышленного предприятия.	Deep lead-in
2.1.198	Головка изолятора	Верхняя часть тела изолятора, на которой крепится электрический провод или арматура.	Insulator head
2.1.199	Гололедообразование на проводах воздушных линий электропередачи (ВЛ)	Отложение атмосферного льда на проводах воздушных линий электропередачи.	Icing on the wires of overhead transmission lines
2.1.200	Готовность элемента энергосистемы	Состояние элемента энергетической системы, при котором он может выполнять свои функции.	Availability
2.1.201	Граничные условия при несимметрии в электроустановке	Характерные соотношения для токов и напряжений в месте повреждения при различного вида несимметрии в электроустановке.	Boundary conditions in a case of asymmetry in electric installation
2.1.202	Граф (электрической цепи) направленный	Граф электрической цепи с указанием условно-положительных направлений электрических токов или напряжений в виде отрезков со стрелками.	Directional graph
2.1.203	Граф сигнальный	Совокупность узлов, представляющих собой зависимые и независимые переменные системы уравнений и соединяющих их ветвей со стрелками и передачами, указывающими связи между переменными.	Signal graph
2.1.204	Граф электрической цепи	Графическое изображение электрической цепи, в котором ветви электрической цепи представлены отрезками, называемыми ветвями графа, а узлы электрической цепи - точками, называемыми узлами графа.	Graph (of electric circuit)
2.1.205	График электронагрузки (график нагрузки)	Графическое (табличное) представление режимов потребления электроэнергии отдельными потребителями или энергосистемой в целом, отражающее изменение потребляемой мощности в течение суток, месяца или года.	Load curve
2.1.206	Грозозащитный (молниезащитный) трос	Проводник, заземленный непосредственно или через искровые промежутки, расположенный над фазными проводами воздушной линии электропередачи или подстанции и предназначенный для защиты их от поражений молнией	Overhead earth wire ground-wire (USA)

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.207	Грубая синхронизация синхронной машины	Синхронизация синхронной машины путем включения ее в сеть без возбуждения при частоте вращения, близкой к синхронной с последующим включением возбуждения.	Coarse (inaccurate) synchronization of synchronous machine
2.1.208	Группа соединений обмоток трансформатора	Угловое смещение векторов линейных электродвижущих сил обмоток (сторон) среднего и низшего напряжений по отношению к векторам соответствующих электродвижущих сил обмотки (стороны) высшего напряжения.	Transformer windings group
2.1.209	Дата оценки ущерба	Дата, по состоянию на которую проведена оценка ущерба.	Date of the appraisal of damage
2.1.210	Двигатели с нормальным КПД	Двигатели общепромышленного назначения, КПД которых соответствует уровню, достигнутому в производстве двигателей.	Motors with normal efficiency
2.1.211	Двигатели с повышенным КПД (энергосберегающие двигатели)	Двигатели общепромышленного назначения, у которых суммарные потери мощности не менее, чем на 20% меньше суммарных потерь мощности двигателей с нормальным КПД той же мощности и частоты вращения.	Energoeconomic motors
2.1.212	Двигатель асинхронный	Асинхронная машина, работающая в режиме двигателя.	Energy-saving motors
2.1.213	Двигатель асинхронный с двойной клеткой	Асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором, у которого на роторе имеются две обмотки в виде беличьих клеток	Induction motor Asynchronous electric rotor with double cage

(Продолжение в следующем номере)

## НОВОСТИ

## Ярославскому филиалу Системного оператора — пять лет

*В Филиале ОАО «СО ЕЭС» Ярославское региональное диспетчерское управление (РДУ) прошли торжества, посвященные пятилетию со дня его образования.*

От имени губернатора и правительства Ярославской области работников филиала Системного оператора поздравил заместитель губернатора Ярославской области Андрей Епанешников. Он поблагодарил коллектив РДУ за высокий профессионализм в обеспечении надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей области и отметил важную роль регионального диспетчерского управления в реализации программ по развитию энергосистемы Ярославской области.

Особенно теплым было поздравление председателя Ярославской областной Думы Виктора Рогоцкого. Виктор Викторович, сам потомственный энергетик, проработал в Ярославской энергосистеме почти 50 лет, возглавлял ОАО «Ярэнерго» и ОАО «Ярославская бытовая компания» и хорошо знает, насколько тяжел и ответственен труд энергетика. Обращаясь к сотрудникам филиала Системного оператора, он отметил, что во все времена коллектив Ярославского РДУ работал четко и слаженно, всегда ответственно выполнял взятые обязательства, решал поставленные перед ним задачи.

Лучшим работникам филиала ОАО «СО ЕЭС» были вручены почетные грамоты мэрии Ярославля.  
*О Ярославской энергосистеме*

Обслуживаемая территория – 36,2 тыс. кв.км. Население – 1368 тыс. чел.

В состав Ярославской энергосистемы входят 3 ТЭЦ, 26 593,4 км воздушных линий электропередачи, 222,5 км кабельных линий, 156 подстанций напряжением 35–110 кВ с общей мощностью трансформаторов 2705,7 тыс. кВА, 6060 трансформаторных подстанций напряжением 6–10/0,4 кВ с общей мощностью трансформаторов 1160,7 тыс. кВА.

**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ»  
СТО 17330282.29.240.004-2008**

**«ПРАВИЛА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ РАЗВИТИЯ  
И ЛИКВИДАЦИИ НАРУШЕНИЙ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА  
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ»**

Дата введения — 2008.06.30

(Данная публикация не является официальным документом)

**Предисловие**

Задачи, основные принципы организации предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, а также стандартизации соответствующих правил установлены Федеральными законами от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике».

**Сведения о стандарте**

1. РАЗРАБОТАН: ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы», ОАО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского».

2. ВНЕСЕН: ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы».

3. УТВЕРЖДЕН и ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ: Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 30.06.08 № 321 взамен СТО 17330282.29.240.001-2005

4. Настоящий Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» (далее по тексту — Стандарт) содержит основные правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части Единой энергетической системы (ЕЭС) России, а также технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем. По основным понятиям и технологии он согласован с правилами работы объединения европейских энергосистем UCTE (The Union for the Coordination of Transmission of Electricity), представленными в UCTE Operation Handbook.

**1. Введение**

Настоящий стандарт разработан в соответствии с требованиями Федерального закона №184-ФЗ «О техническом регулировании», гармонизирован с основными понятиями, принятыми в европейских энергосистемах и представленными в правилах работы UCTE (The Union for the Coordination of Transmission of Electricity).

Стандарт направлен на обеспечение безопасного функционирования электроэнергетики.

Настоящая редакция Стандарта содержит действующие правила и рекомендации.

**2. Область применения**

Стандарт регламентирует порядок действий диспетчерского и оперативного персонала в электроэнергетике по предотвращению развития и ликвидации наиболее характерных аварийных нарушений нормального режима электрической части Единой энергетической системы России, а также технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, расположенных на территории Российской Федерации.

Стандарт регламентирует действия диспетчерского персонала Системного оператора и оперативного персонала сетевых организаций, электростанций оптовых и территориальных генерирующих компаний, электростанций концерна «Росэнергоатом», потребителей электрической энергии и иных субъектов оперативно-диспетчерского управления в пределах технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима энергосистем.

При ликвидации нарушений нормального режима, не охваченных в настоящем Стандарте, диспетчерский и оперативный персонал должен действовать в соответствии с инструкциями (нормативно-техническими документами), разработанными на основе этих правил и с учетом реальной обстановки.

Стандарт определяет только технические вопросы и не рассматривает правила ведения коммерческой деятельности на рынке электроэнергии.

Стандарт определяет правила и порядок действий по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима энергосистем в общем виде, не учитывая особенностей их выполнения на конкретном оборудовании, поэтому в развитие данного стандарта субъектами электроэнергетики могут быть разработаны собственные стандарты организаций, учитывающие эти особенности.

**3. Нормативные ссылки**

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие стандарты, законодательные акты и нормативные документы (ссылки в тексте соответствуют номеру документа):

1. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

2. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике».

3. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения. ГОСТ 13109-97.

4. Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

5. Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.12.1994 № 68.

6. Постановление Правительства РФ № 530 от 31.08.2006 «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики».

7. Постановление Правительства РФ № 86 от 16.02.2008 «О штабах по обеспечению безопасности электроснабжения».

8. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции. ГОСТ 1516.3-96.

9. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В. ГОСТ 721-77.

### 4. Термины, определения и сокращения

**Авария в энергосистеме** — нарушение нормального режима всей или значительной части энергетической системы, связанное с недопустимыми режимами ее работы или режимами работы оборудования, повреждением оборудования, временным недопустимым ухудшением качества электрической энергии или перерывом в электроснабжении потребителей.

**Баланс мощности энергосистемы** (Capacity balance) — система показателей, характеризующая соответствие между рабочей мощностью электростанций и нагрузкой потребителей энергосистемы, с учетом расходов на собственные нужды, потерь при передаче, распределении и преобразовании, обмена мощностью с другими энергосистемами и нормированных резервов мощности.

**Баланс энергии** (Energy balance) — соотношение между располагаемым производством электрической или тепловой энергии системы и энергопотреблением (нагрузкой) с учетом расходов на собственные нужды, потерь при передаче, распределении и преобразовании, а также необходимого резерва энергии.

**Дефицит мощности в энергосистеме (в области регулирования)** — недостаток генерирующей мощности, равный разности между требуемой генерирующей мощностью при нормативных показателях качества электрической энергии и рабочей мощностью в определенный момент времени с учетом ограничений по пропускной способности сети, задаваемых максимально допустимыми потоками мощности.

**Надежность электроснабжения** — способность энергосистемы, в составе которой работают энергопринимающие установки потребителей, обеспечить им поставку электрической энергии (мощности) в соответствии с заявленными величинами и договорными обязательствами при соблюдении установленных норм качества электроэнергии.

**Объекты электроэнергетики** — имущественные объекты, непосредственно используемые в процессе производства, передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и сбыта электрической энергии, в том числе объекты электросетевого хозяйства.

**Область регулирования** (Control Area) — синхронная зона целиком (изолированно работающие энергосистемы) или ее часть, в которой централизованное оперативно-диспетчерское управление осуществляется одним диспетчером, ответственным за ее режим, включая баланс мощности. Если область регулирования является частью синхронной зоны, то физически она ограничена расположением точек измерения мощности и учета электроэнергии, импорт-экспорт которых осуществляется с остальными частями синхронной зоны. ЕЭС России является областью регулирования в синхронной зоне, объединяющей ЕЭС России и параллельно работающие с ней энергосистемы зарубежных стран.

**Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике** — комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, если эти объекты и устройства влияют на электроэнергетический режим работы энергетической системы и включены соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в перечень объектов, подлежащих такому управлению.

**Диспетчерское ведение** — организация управления технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой указанные технологические режимы или эксплуатационное состояние изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром.

**Диспетчерское управление** — организация управления технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой указанные технологические режимы или эксплуатационное состояние изменяются только по оперативной диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра.

**Диспетчерская команда** — указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, выдаваемое диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или оперативному персоналу.

**Диспетчерское распоряжение** — документ, определяющий содержание, порядок и сроки осуществления конкретных действий, связанных с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, выдаваемый вышестоящим диспетчерским центром нижестоящему диспетчерскому центру, субъекту электроэнергетики.

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

гетики или потребителю электрической энергии с управляемой нагрузкой

**Диспетчерский центр** — структурное подразделение организации-субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление режимом энергосистемы.

**Операционная зона (Зона диспетчерского управления)** — территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей, управление взаимосвязанными технологическими режимами которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр.

**Отказ** — самопроизвольные запуск или прекращение функционирования технического устройства, а также выход параметров функционирования за допустимые границы.

**Режим энергосистемы (Электроэнергетический режим энергосистемы)** — единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме и состояние объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).

**Нормальный режим энергосистемы** — режим энергосистемы, при котором потребители снабжаются электрической энергией, а значения технических параметров режима энергосистемы и оборудования находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности и топлива на электростанциях.

**Аварийный режим энергосистемы (аварийный электроэнергетический режим)** — режим энергосистемы с параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов, возникновение и длительное существование которого представляют недопустимую угрозу жизни людей, повреждения оборудования и ведут к ограничению подачи электрической и тепловой энергии в значительном объеме.

**Послеаварийный режим энергосистемы** — режим, в котором энергосистема находится после локализации аварии до установления нормального или вынужденного режима. Послеаварийный режим характеризуется сниженными требованиями к параметрам режима, по сравнению с требованиями к нормальному режиму. Продолжительность нормализации послеаварийного режима ограничена 20 мин. Превышение указанного времени означает переход к работе в вынужденном режиме.

**Вынужденный режим энергосистемы** — режим энергосистемы, при котором загрузка некоторых контролируемых сечений выше максимально допустимой, но не превышает аварийно допустимой. Вынужденный режим может быть разрешен на высшем уровне диспетчерского управления для послеаварийных режимов на время прохождения максимума или минимума нагрузки, но не более 40 мин (дополнительно к 20 мин, разрешенным для нормализации послеаварийного режима), или на время, необходимое для ввода ограничений и/или мобилизации резерва, а также при невозможности выполнения требований к нормальным режимам энергосистемы.

**Режим синхронных качаний** — режим энергосистемы, характеризующийся низкочастотными периодическими из-

менениями токов, напряжений и мощности при сохранении синхронности параллельной работы генераторов.

**Асинхронный режим** — режим энергосистемы, характеризующийся устойчивыми глубокими периодическими колебаниями напряжений, токов и мощностей, периодическим изменением взаимного угла ЭДС генераторов электростанций и наличием разности частот между частями синхронной зоны при сохранении электрической связи между ними.

**Технологический режим объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя** — процесс, протекающий в технических устройствах объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя электрической энергии, и состояние этого объекта или установки (включая параметры настройки системной и противоаварийной автоматики).

#### **Резервы генерирующей мощности**

**Резерв генерирующей мощности на увеличение (на загрузку) агрегата (энергоблока) электростанции (вращающийся резерв)** — определяемая в реальном времени часть регулировочного диапазона включенного в работу агрегата (энергоблока) электростанции от его текущей нагрузки до располагаемой мощности, достижимая в течение заданного интервала времени исходя из его маневренных характеристик. Под резервом генерирующей мощности на увеличение также понимаются все остановленные и отключенные от сети агрегаты (энергоблоки), включение в сеть которых для последующего набора нагрузки возможна в течение 20 мин. Резерв на электростанции считается резервом генерирующей мощности на увеличение в случае его обеспеченности энергоресурсами не менее чем на три часа.

**Резерв генерирующей мощности на увеличение (на загрузку) энергосистемы** — сумма резервов генерирующей мощности на увеличение (на загрузку) всех включенных в работу агрегатов (энергоблоков) электростанций, входящих в данную энергосистему.

**Резерв генерирующей мощности на снижение (на разгрузку) агрегата электростанции (энергоблока)** — определяемая в реальном времени часть регулировочного диапазона включенного в работу агрегата (энергоблока) электростанции от текущей нагрузки до технологического минимума, достижимая в течение заданного интервала времени исходя из его маневренных характеристик.

**Резерв генерирующей мощности на снижение (на разгрузку) энергосистемы** — сумма резервов генерирующей мощности на снижение (на разгрузку) всех включенных в работу агрегатов (энергоблоков) электростанций, входящих в данную энергосистему.

**Холодный резерв генерирующей мощности энергосистемы** — суммарная располагаемая мощность всех не находящихся в работе агрегатов (энергоблоков) электростанций, входящих в данную энергосистему, обеспеченных топливом и готовых к пуску в срок определенный нормативом, а для турбоагрегатов дополнительно - обеспеченных производительностью котельного оборудования.

**Потребители электрической энергии с управляемой нагрузкой** — категория потребителей электрической энергии, которые в силу режимов работы (потребления электрической энергии) влияют на качество электрической энергии,

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

надежность работы Единой энергетической системы России и оказывают в связи с этим на возмездной договорной основе услуги по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций. Указанные потребители могут оказывать и иные согласованные с ними услуги на условиях договора.

**Синхронная зона** (Synchronous Area) — совокупность всех параллельно работающих энергосистем, имеющих общую системную частоту электрического тока.

### **Субъекты оперативно-диспетчерского управления:**

**Системный оператор Единой энергетической системы России** (далее — системный оператор (System Operator)) — специализированная организация, осуществляющая единое управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномоченная на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой;

**Иные субъекты оперативно-диспетчерского управления** — организации, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике в пределах технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем и уполномоченные на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой в пределах зон диспетчерской ответственности соответствующих субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

**Диспетчер** — работник диспетчерского центра, осуществляющий управление взаимосвязанными технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии в операционной зоне этого диспетчерского центра.

**Оперативный персонал** — дежурные работники, уполномоченные субъектом электроэнергетики или потребителем электрической энергии на осуществление в отношении принадлежащего ему оборудования объекта электроэнергетики мероприятий, обеспечивающих его эксплуатацию (оперативный персонал энергообъекта — электрической станции, подстанции, энергопринимающей установки потребителя), а также дежурные работники, уполномоченные от имени сетевой организации отдавать команды оперативно подчиненному персоналу подстанций на осуществление в отношении подведомственных объектов электрических сетей мероприятий, обеспечивающих их эксплуатацию (оперативный персонал центров управления сетями сетевых организаций).

### **Устойчивость режима энергосистемы**

**Статическая устойчивость энергосистемы** — способность энергосистемы возвращаться к исходному или близкому к нему установившемуся режиму после малых возмущений. Под малым возмущением режима энергосистемы понимается такое возмущение, при котором изменения параметров несоизмеримо малы по сравнению со значениями этих параметров.

**Динамическая устойчивость энергосистемы** — способность энергосистемы возвращаться к установившемуся

режиму после значительных возмущений без перехода в асинхронный режим.

**Запас устойчивости** — показатель, количественно характеризующий «удаленность» значений параметров режима энергосистемы от их значений в предельном по устойчивости режиме.

**Электрическая сеть** — совокупность технических устройств, состоящая из высоковольтных линий электропередачи и подстанций, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии.

**Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть** — комплекс электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании субъектам электроэнергетики, обеспечивающих устойчивое снабжение электрической энергией потребителей, функционирование оптового рынка, а также параллельную работу российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств.

**Связь (в электрической сети)** — последовательность элементов сети, соединяющих две части энергосистемы. Данная последовательность может включать в себя кроме линий электропередачи трансформаторы, системы (секции) шин, коммутационные аппараты.

**Сечение (в электрической сети)** — совокупность таких сетевых элементов одной или нескольких связей, отключение которых приводит к полному разделению энергосистемы на две изолированные части.

**Частичное сечение (в электрической сети)** — совокупность сетевых элементов (часть сечения), отключение которых не приводит к делению энергосистемы на две изолированные части.

**Контролируемое сечение** — сечение или частичное сечение, перетоки мощности в котором контролируются и/или регулируются диспетчером соответствующего диспетчерского центра и максимально допустимые перетоки в котором заданы соответствующим диспетчерским центром.

**Максимально допустимый переток мощности в сечении сети** — наибольший переток в сечении, удовлетворяющий всем требованиям к нормальным режимам.

При эксплуатации энергосистем превышение максимально допустимого перетока, возникающее без воздействия аварийного возмущения, является недопустимым. Превышение максимально допустимого перетока в послеаварийном режиме, но не выше аварийно допустимого, ограничено по продолжительности допустимым временем ликвидации аварийных нарушений режима (20 мин). Превышение указанной продолжительности считается переходом к вынужденному режиму (перетоку), оно должно быть разрешено на высшем уровне диспетчерского управления и оформлено в установленном порядке.

**Аварийно допустимый переток мощности в сечении сети** — наибольший допустимый в послеаварийном или вынужденном режимах переток.

**Вынужденный переток мощности в сечении сети** — нагрузка сечения выше максимально допустимого, но не

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

превышающая аварийно допустимого перетока мощности в вынужденном режиме.

**Контрольные пункты сети** — выделенные в каждой операционной зоне подстанции и электростанции, на шинах которых напряжение должно поддерживаться в соответствии с утвержденными графиками в функции времени или в зависимости от параметров режима и состава включенного оборудования. В группу Контрольных пунктов должны включаться подстанции и электростанции с наибольшим влиянием на устойчивость нагрузки, параллельной работы электростанций, частей синхронной зоны и на потери электроэнергии в операционной зоне.

**Энергетическая система** (Энергосистема, Power System, ЭС) — совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и тепла при общем управлении этим режимом.

**Единая энергетическая система России** (ЕЭС России) — совокупность производственных и иных имущественных объектов электроэнергетики, связанных единым процессом производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) и передачи электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

**Изолированная энергосистема** (Island — Остров) — энергосистема, электрически отделенная от единой энергосистемы на заданной территории.

**Расчетные (нормативные) условия функционирования энергосистемы** — условия, принимаемые при планировании развития и функционирования энергосистем в соответствии с действующими нормами, по отношению к которым должны быть обеспечены требуемые параметры и показатели функционирования, включая параметры и показатели безопасности энергосистем, качества электроэнергии и надежности электроснабжения потребителей.

**Обеспечение функционирования энергосистемы** — сочетание всех технических и организационных действий, направленных на то, чтобы энергосистема могла выполнять функцию по энергоснабжению с учетом необходимой адаптации к изменяющимся условиям.

**Безопасное функционирование (функциональная безопасность) энергосистемы** — функционирование энергосистемы, при котором отсутствует недопустимый риск, связанный с причинением вреда здоровью людей, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, гибели животных и растений. При этом учитывается, что вред может быть причинен непосредственно или косвенно в результате перерыва электроснабжения или нарушения иных установленных норм качества электроэнергии.

**Чрезвычайная ситуация** (ЧС) — ситуация, при которой существует высокая вероятность нарушения или уже нарушены нормальные условия жизни и деятельности людей, связанная с аварией, катастрофой, стихийным или экологическим бедствием, эпидемией, применением возможным противником современных средств поражения и привед-

шая или могущая привести к людским и материальным потерям.

**Эксплуатационное состояние оборудования и устройств** — оперативное состояние оборудования и устройств: работа, резерв, ремонт, консервация.

Виды режимов работы и состояний энергосистемы

Режимы работы энергосистемы

Нормальный режим, Вынужденный режим, Аварийный режим, Послеаварийный режим.

Состояния энергосистемы

Нормальное состояние, Контролируемое аварийное состояние.

Нормальное состояние энергосистемы — состояние энергосистемы, при котором условия ее функционирования соответствуют нормативным, отсутствуют нарушения в работе основных устройств и оборудования, параметры режима удовлетворяют всем требованиям по безопасности, надежности функционирования и качеству электроэнергии.

**Контролируемое аварийное состояние энергосистемы** — состояние энергосистемы, при котором она находится под воздействием возмущения или после него с отклонениями параметров функционирования от нормальных значений, однако обладает необходимыми запасами энергоресурсов, пропускной способности сети, резервами генерирующих мощностей и является управляемым.

*Резерв мощности*

Первичный резерв — с автоматическим вводом не более 30 с

Вторичный резерв с автоматическим или ручным вводом не более 15 мин (на загрузку и на разгрузку)

Третичный резерв — оперативный и холодный резерв, обеспеченный энергоресурсами и вводимый персоналом.

**Используемые сокращения**

АГП — автомат гашения поля

АПВ — автоматическое повторное включение

АВСН — автоматическое выделение на собственные нужды

АОПН — автоматическое ограничение повышения напряжения

АОСН — автоматическое ограничение снижения напряжения

АЧР — автоматическая частотная разгрузка

АЛАР — автоматическая ликвидация асинхронного режима

АРО — автоматическая разгрузка оборудования

АРПМ — автоматическая разгрузка при перегрузке по мощности

АЭС — атомная электростанция

АВР — автоматический ввод резерва

ВЛ — воздушная линия

ГЭС — гидроэлектростанция

ГАЭС — Гидроаккумулирующая электростанция

ДЗШ — дифференциальная защита шин

ЕЭС — Единая энергосистема России

КЗ — короткое замыкание

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

КРУ — Комплектное распределительное устройство  
 ЛЭП — линия электропередачи  
 КИВ — контроль изоляции вводов  
 ПА — противоаварийная автоматика  
 РЗА — релейная защита и автоматика  
 РУ — распределительное устройство  
 РПН — устройство регулирования напряжения под нагрузкой  
 УРОВ — устройство резервирования отказа выключателей  
 СШ — система шин  
 СК — синхронный компенсатор  
 СН — собственные нужды  
 САОН — Специальная автоматика отключения нагрузки  
 ТСН — трансформатор собственных нужд  
 ТЭС — тепловая электростанция  
 ТЭЦ — тепловая электроцентраль  
 ЧАПВ — частотная автоматика повторного включения  
 ЧДА — частотная делительная автоматика  
 ЭС — энергетическая система.

### 5. Общие положения

5.1. Руководство ликвидацией нарушений нормального режима электрической части энергосистем осуществляется путем управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики (оборудования, устройств) и энергопринимающих установок потребителей, направленного на:

- устранение опасности для обслуживающего персонала и оборудования, не затронутого нарушением;
- предотвращение развития и локализацию нарушения;
- восстановление в кратчайший срок электроснабжения потребителей и качества электроэнергии;
- создание наиболее надежной послеаварийной схемы энергосистемы, отдельных ее частей или энергообъектов.

При ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем должна быть обеспечена координация действий подчиненного оперативного и диспетчерского персонала. Оперативный и диспетчерский персонал при принятии решений обязан учитывать самостоятельные действия оперативного и диспетчерского персонала нижестоящего уровня.

5.2. Распределение функций и ответственности между персоналом различных уровней оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления при ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем производится на основании следующих основных положений:

- соблюдение требований действующей нормативно-технической документации;
- оперативный и диспетчерский персонал обязан самостоятельно, в пределах своей ответственности, выполнять действия по ликвидации нарушений нормального режима, если такие действия не требуют координации и не вызовут развития нарушения нормального режима или задержку в его ликвидации. Действия, самостоятельное выполнение которых допускается, а также действия, требующие коорди-

нации их выполнения, должны быть определены в местных инструкциях по ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем;

- оперативный и диспетчерский персонал во время ликвидации нарушений нормального режима обязан поддерживать связь с вышестоящим оперативным и диспетчерским персоналом, незамедлительно информировать его обо всех изменениях технологических режимов и эксплуатационного состояния оборудования, находящегося в его управлении или ведении и информировать его о ходе ликвидации нарушений нормального режима.

5.3. Приемка и сдача смены оперативного и диспетчерского персонала во время ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем запрещается. Пришедший на смену персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией нарушения нормального режима. При затянувшейся ликвидации нарушения нормального режима или при ликвидации нарушения нормального режима, требующей длительного времени, сдача смены допускается по разрешению вышестоящего оперативного и диспетчерского персонала.

Все переговоры оперативного и диспетчерского персонала при ликвидации нарушений нормального режима должны автоматически фиксироваться устройствами регистрации переговоров.

5.4. В рамках координации действий по ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем вышестоящий диспетчерский и оперативный персонал имеет право корректировать действия подчиненного диспетчерского и оперативного персонала, в том числе при его действиях с оборудованием, не находящимся в управлении или ведении вышестоящего диспетчерского и оперативного персонала.

5.5. В случае возникновения или угрозы возникновения нарушения нормального режима электрической части энергосистем по причинам, не зависящим от действий субъектов электроэнергетики решение о созыве штаба по обеспечению безопасности электроснабжения производится в соответствии с [7].

5.6. Местные нормативные документы, регламентирующие действия диспетчерского и оперативного персонала при ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, должны учитывать особенности схем электрических соединений энергосистем, объектов, конструктивные особенности оборудования и устройств, допустимые режимы их работы и другие требования инструкций по эксплуатации оборудования и устройств, а также предусматривать порядок ликвидации наиболее вероятных нарушений нормального режима и не противоречить требованиям настоящего Стандарта.

5.7. Команды диспетчерского и оперативного персонала не подлежат исполнению в случае, если это создает угрозу жизни и здоровью людей, угрозу повреждения оборудования или может привести к нарушению условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

*(Продолжение в следующем номере)*

## Диспетчерские задачи

На рисунке представлено четыре двухтрансформаторных подстанции: ПС Восточная 110/35/10 кВ, ПС Светлая 110/10/10 кВ, ПС Победа 110/10/10 кВ и ПС Южная 110/10 кВ и одна однострансформаторная подстанция 110/10 кВ — ПС Новая.

Подстанции соединены между собой и с энергосистемой линиями 110 кВ Л-14, Л-24, Л-34, Л-63, Л-83, Л-157, Л-254, Л-255, параметры линий приведены на рисунке. На всех двухтрансформаторных подстанциях организовано круглосуточное дежурство оперативного персонала. Подстанция Новая обслуживается ОВБ. Все линии 110 кВ являются транзитными. От линии 110 кВ Л-255 отходит отпайка Л-255-1 на ПС Новая, длина отпайки 2 км. На всех линиях АПВ однократного действия. Опробование линии Л-255 по местной инструкции осуществляется с ПС Светлая. Потребители ПС Новая при необходимости могут быть запитаны по кольцевой линии 10 кВ от 1 СШ 10 кВ ПС Светлая.

### Задание №1

По плановой заявке с аварийной готовностью 2 часа выведен в текущий ремонт трансформатор Т-2 на ПС Восточная. Все потребители ПС Восточная запитаны от оставшегося в работе трансформатора Т-1.

На ПС Восточная сработала на сигнал газовая защита трансформатора Т-1.

Какие действия и в какой последовательности необходимо предпринимать диспетчеру энергосистемы?

### Задание №2

По плановой заявке выведена в ремонт линия 110 кВ Л-83 «Восточная — Победа» с аварийной готовностью 2 часа.

По телесигнализации на ПС Светлая отключился выключатель линии 110 кВ Л-255, на ПС Южная отключился выключатель линии 110 кВ Л-255. На связь вышел дежурный электромонтер ПС Восточная: отключился выключатель Л-255, АПВ не успешное, выпал блинкер работа ТЗНПН 1 ст. Доклад дежурного электромонтера ПС Южная: отключился выключатель Л-255, АПВ не работало, сработала ТЗНПН 1 ст.

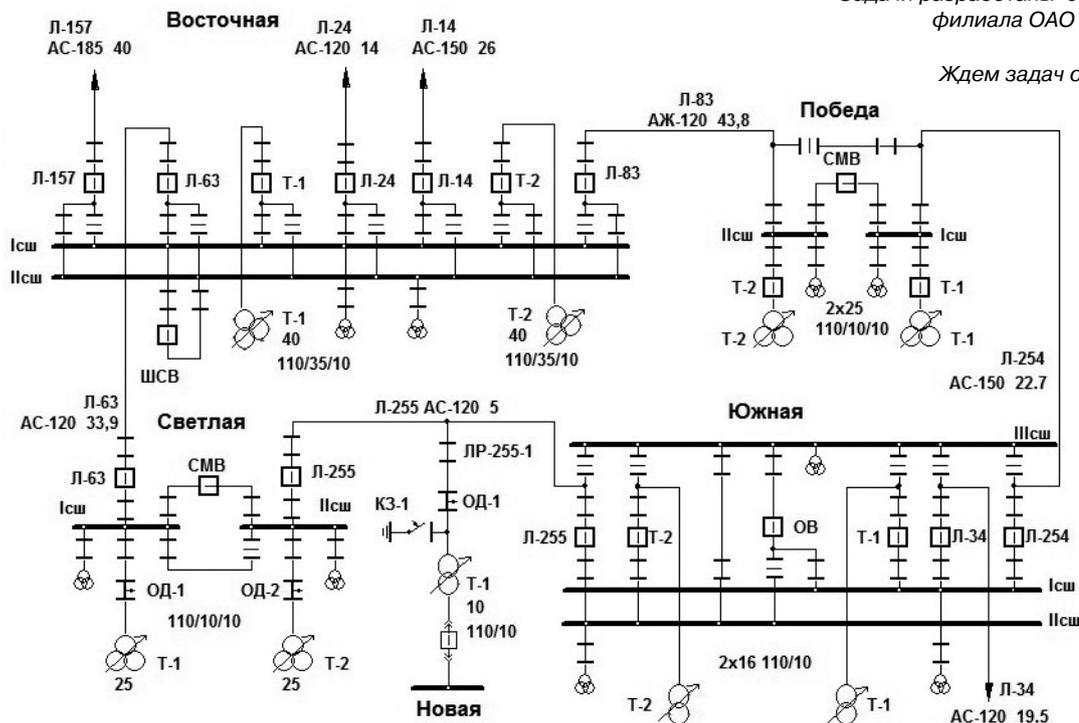
Какие действия и в какой последовательности необходимо предпринимать диспетчеру энергосистемы?

### Задание №3

По телесигнализации на щите ДП отключились выключатели Л-83 ПС Восточная и СМВ ПС Победа. На связь вышел дежурный электромонтер ПС Восточная: отключился выключатель Л-83, АПВ не успешное, выпал блинкер работа ТЗНПН 2 ст. Доклад дежурного электромонтера ПС Победа: отключился выключатель СМВ, АПВ не работало, сработала токовая отсечка и ТЗНПН 1 ст., сработало АВР на стороне 10 кВ, потребители запитаны. Дежурный электромонтер обнаружил падение колонки разъединителя СМВ-II в сторону 2 сш. 110 кВ.

Какие действия и в какой последовательности необходимо предпринимать диспетчеру энергосистемы?

Ответы на задачи приведены на стр. 60.  
Задачи разработаны специалистом ЦТПП филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга  
В.В. Поздняковым  
Ждем задач от наших читателей.



# Выделение, нормирование, анализ и снижение потерь от транзитных перетоков

**А.И. Гринь,**  
Северо-Кавказский государственный технический университет

Единая энергетическая система России это постоянно развивающийся в масштабе всей страны высокоавтоматизированный комплекс электростанций, электрических сетей и объектов электросетевого хозяйства, объединенных единым технологическим режимом и централизованным оперативно-диспетчерским управлением. ЕЭС России охватывает с запада на восток около 7 тыс. км и с севера на юг — более 3 тыс. км, обеспечивая надежное, экономичное и качественное электроснабжение отраслей экономики и населения Российской Федерации, а также поставки в энергосистемы зарубежных государств. Использование данного объединения дает ощутимую экономию затрат на производство электрической энергии (ЭЭ) за счет эффективного управления перетоками и способствует надежному энергоснабжению страны.

Управление таким большим синхронно работающим объединением, каким является ЕЭС России, представляет собой сложнейшую инженерную задачу, осуществляемую ОАО «СО ЕЭС».

Одной из основных задач ОАО «СО ЕЭС» является создание условий для эффективного функционирования рынка ЭЭ и мощности, обеспечение исполнения обязательств субъектов электроэнергетики по договорам, заключаемым на оптовом рынке ЭЭ и розничных рынках.

Кроме того, органами диспетчерского управления, с участием других инфраструктурных организаций электроэнергетики, решаются стратегические задачи по оптимизации режимов работы ЕЭС России в среднесрочном и долгосрочном периодах, включая разработку схем и режимов для характерных периодов года (осенне-зимний максимум, период паводка и др.), а также в связи с вводом новых объектов и расширением состава параллельно работающих энергосистем.

Наличие в Европейской части ЕЭС большой доли ТЭЦ и АЭС с низкими маневренными возможностями, сосредоточение маневренных ТЭС и гидростанций в ОЭС Урала, Средней Волги и Сибири обуславливает значительный диапазон изменения перетоков мощности на связях Центр — Средняя Волга — Урал при покрытии графиков потребления.

Повышение пропускной способности транзита Центр — Средняя Волга — Урал за счет строительства ряда линий системообразующей сети 500 кВ позволит сократить ограничения на передачу мощности по основным контролируемым сечениям, повысить надежность параллельной работы Европейской и Уральской частей ЕЭС России.

Актуальна задача повышения надежности работы Саратовско-Балаковского энергоузла и усиление схемы выдачи мощности Балаковской АЭС за счет усиления транзита ОЭС Средней Волги — ОЭС Юга.

Строительство новых линий транзита Урал — Средняя Волга позволит повысить надежность энергоснабжения Южного Урала и выдачи мощности Балаковской АЭС. Необходимо также усиление транзита в Северо-Западном регионе ЕЭС России и его связи с ОЭС Центра на напряжении 750 кВ. Сетевые решения увеличат пропускную способность сечения Северо-Запад — Центр и ликвидируют запертую мощность в Кольской энергосистеме.

Одной из главных задач разработки Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. является создание сетевой инфраструктуры, обеспечивающей полноценное участие энергокомпаний в рынке ЭЭ и мощности, а также усиление межсистемных связей, гарантирующих надежность обмена ЭЭ и мощностью между регионами страны.

Одной из функций Системного оператора на рынке мощности является определение зон свободного перетока мощности (зон, в границах которых проводится один конкурентный отбор).

Ясно, что только Системный оператор может иметь достоверную информацию о всех межсистемных и транзитных перетоках, схемах и режимах работы сети.

Экономическая эффективность оперативных диспетчерских команд и распоряжений, основанная на оптимизации режимов работы ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроснабжающих организаций (ЭСО) по критерию минимизации суммарных затрат покупателей ЭЭ, напрямую зависит от величины технологических потерь ЭЭ.

Величина потерь ЭЭ от межсистемных и транзитных перетоков наиболее значительна в сетях МРСК.

За величину потерь в сетях МРСК принимается разница количества ЭЭ, принятой в сеть МРСК, и количества отпущенной ЭЭ.

Количество ЭЭ, принятое в сеть МРСК, включает в себя:

- количество, поступившее в сеть МРСК по точкам поставки территориальной ЭСО с оптового рынка в пределах МРСК;

- количество, поступившее в сети МРСК от блок-станции.

Количество отпущенной включает в себя:

- отдачу в сеть ЭСО на границе балансовой принадлежности МРСК и территориальной ЭСО;

- расход МРСК на собственные хозяйственные нужды;

- полезный отпуск потребителям, присоединенных к сети МРСК.

Потери ЭЭ в любых электрических сетях оплачиваются на оптовом рынке по ценам регулируемого сектора организацией по управлению ЕНЭС. Однако здесь речь идет об оплате потерь только до точек поставки, учитываемых в расчетной модели оптового рынка (для которых рассчитываются узловые цены). Ответственность за остальные потери переходит на владельцев сетей, в которых эти потери возникли.

Таким образом, все потери ЭЭ на розничном рынке (от точек поставки с ОРЭ в пределах сетей территориальных ЭСО и МРСК) должны компенсироваться этими сетями с возможностью дальнейшего регресса в сторону виновников возникновения нетехнических потерь.

В «Порядке расчета и обоснования нормативов технологических потерь ЭЭ при ее передаче по электрическим сетям» [2] не оговорено, каким методом будут выполнены расчеты по выделению потерь ЭЭ от транзитных перетоков. Поэтому в настоящее время основным действующим нормативным документом по выделению потерь от транзитных перетоков в сетях МРСК является [1].

Представленная в [1] методика разработана в 2001 г. в целях установления единого трактования понятия транзитных потерь мощности и ЭЭ в электрических сетях субъектов оптового рынка ЭЭ и порядка их расчета.

В Методике приведены способы расчета фактических и плановых значений потерь мощности и ЭЭ от транзитных перетоков для финансовых расчетов за ЭЭ и прогнозирования балансов ЭЭ и мощности.

Под транзитом ( $P_{mp}$ ) электрической мощности понимается передача электрической мощности из одной ЭСО в другую по электрическим сетям третьей. Субъект, осуществляющий через свои сети транзит электрической мощности и ЭЭ, согласно [1] называется транзитером.

При наличии у транзитера нескольких соседних энергосистем возможно несколько транзитов:

- при дефицитной по мощности (в режиме с транзитом) энергосистеме-транзитере — суммарный переток мощности между транзитером и принимающей энергосистемой;

- при избыточной по мощности (в режиме с транзитом) энергосистеме-транзитере — суммарный переток между транзитером и энергосистемой, передающей мощность в сеть транзитера.

Транзитные потери ЭЭ ( $\Delta W_{mp}$ ) рассчитываются как интеграл транзитных потерь мощности за рассматриваемый интервал времени.

Выделение потерь от транзитных перетоков согласно [1] может осуществляться следующими методами:

- методом прямых расчетов электрических режимов сети транзитера на каждом часовом интервале на основе расчетной схемы сети и данных о режимных параметрах узлов, получаемых от системы телеизмерений, с определением средних потерь мощности на каждом часовом интервале и потерь за расчетный период как интеграла потерь мощности; (соответствует требованиям [2]);

- на основе нормативной характеристики потерь мощности (ЭЭ) в сети транзитера, представляющей собой зависимость потерь мощности (ЭЭ) от перетоков, полученную с помощью аппроксимации результатов предварительно проведенных вариантных расчетов электрических режимов сети транзитера (не соответствует требованиям [2]);

- на основе нормативов транзитных потерь мощности (ЭЭ), представляющих собой доли (проценты) от соответствующих значений транзитных перетоков (не соответствует требованиям [2]).

Кроме перечисленных в [1] методов наиболее точно выделить потери ЭЭ от транзитных перетоков можно с использованием коэффициентов изменения потерь (что также не соответствует требованиям [2]).

Следует отметить, что базой для большинства методов выделения потерь являются прямые методы расчета потерь на основе схемотехнических расчетов установившихся режимов сети. При этом требования к точности расчетов существенно возрастают по сравнению с этапом планирования потерь.

Первый из перечисленных методов наиболее точен, однако предполагает проведение двух расчетов электрических режимов (с транзитом и без него) для каждого часа суток, что полноценно может быть выполнено лишь при полной автоматизации расчетов и наличии соответствующей исходной информации. Основная проблема при выполнении таких расчетов заключается в правильной балансировке режима без транзита.

Второй метод предполагает одноразовое проведение серии расчетов электрических режимов и создание на их основе нормативной характеристики потерь от транзитных перетоков или нескольких характеристик для различных условий или периодов времени [1, 3]. Такой подход позволяет наиболее точно учесть основные режимы работы сети.

## ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Использование третьего метода целесообразно при достаточно стабильных режимах работы электрических сетей транзитера и объемах транзитных перетоков. В противном случае выделяют интервалы времени, в которых указанные режимы достаточно стабильны, определяют для каждого интервала внутриинтервальный норматив, а затем общий норматив как средневзвешенное значение внутриинтервальных нормативов.

Если в какой-либо период времени схема сетевой компании или ее режим существенно отличаются от тех, для которых были рассчитаны нормативы потерь, для этого периода должны выполняться прямые расчеты потерь.

В основу метода оценки модели потерь от транзитных перетоков с использованием коэффициентов изменения потерь положен известный способ распределения задающих токов узлов. Описанный метод является одним из наиболее точных методов оценки потерь от транзитных перетоков, но практическая реализация его затруднена из-за большой трудоемкости расчетов коэффициентов распределения для реальных систем.

При расчете потерь мощности и ЭЭ от транзитных перетоков методом прямых расчетов, расчеты потерь мощности могут проводиться с интервалом времени менее одного часа, в зависимости от среза телеизмерений, но при этом трудоемкость выполнения расчетов значительно возрастает.

Допускается выполнять расчеты для характерных периодов времени с последующим распространением их результатов на другие периоды времени с похожими режимами работы. Выбор характерных режимов можно выполнять по методике [4].

Методики, изложенные в [1], основаны на выделении всех возможных транзитов мощности и определении их значений как суммарного перетока мощности между транзитером и принимающей энергосистемой при дефицитной по мощности (в режиме с транзитом) энергосистеме-транзитере.

Под транзитом ЭЭ и мощности понимается передача ЭЭ и мощности из одной энергосистемы в другую по электрическим сетям третьей (транзитера). Если энергосистема дефицитна по мощности, то транзит мощности равен наименьшему из двух значений получаемой и отдаваемой мощности.

Расчетная схема для выделения потерь ЭЭ от транзитного перетока в сети транзитера в сетях МРСК должна удовлетворять следующим условиям [1]:

- включать элементы сети, участвующие в осуществлении транзита;
- не иметь тупиковых узлов;
- каждая соседняя ЭСО должна быть представлена фрагментом, определяющим распределение потоков в линиях связи между ней и энергосистемой-транзитером.

При представлении сетей соседних ЭСО фрагментами потери учитывают только в участках, находящихся на балансовой принадлежности транзитера.

Режимные параметры узлов (активные и реактивные нагрузки, для генераторных узлов — активная мощность, напряжение и пределы регулирования реактивной мощности) должны приниматься по данным суточной ведомости или телеизмерений и представлять собой средние значения на установленном интервале.

Активные и реактивные нагрузки узлов, через которые осуществляется прием и отпуск ЭЭ в сети других субъектов, должны приниматься на основе показаний счетчиков ЭЭ за установленные интервалы времени. На основании этих показаний определяют средние значения транзитной мощности на каждом интервале.

Графики перетоков мощности по межсистемным линиям энергосистемы-транзитера (по данным телеизмерений или суточной ведомости)  $P=f(t)$  разбивают на интервалы времени, на каждом из которых определяют среднюю мощность.

Для каждого интервала времени производят расчет нагрузочных потерь в сетях транзитера в двух режимах:

- 1) фактическом, в котором транзитная мощность соответствует  $P_{mp}$ ;
- 2) расчетном, в котором транзитная мощность  $P_{mp} = 0$ .

Потери мощности от транзитного перетока в рассматриваемом часовом периоде определяют по формуле, МВт:

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_1 - \Delta P_2 \quad (1)$$

где:

$\Delta P_1$  и  $\Delta P_2$  — суммарные нагрузочные потери мощности в сетях транзитера в соответствующих режимах.

Потери ЭЭ за рассматриваемый интервал времени определяют по формуле:

$$\Delta W = \sum \Delta P_{mp} \times t \quad (2)$$

В сетевой компании-транзитере во втором режиме должны быть сохранены значения:

- всех активных мощностей генераторов, причем реактивная мощность генераторов должна быть задана пределами регулирования  $Q_{min} - Q_{max}$ ;
- напряжений во всех узлах, где оно регулируется;
- всех активных и реактивных нагрузок;
- по возможности, коэффициентов трансформации (кроме тех, которые изменяются по условиям поддержания напряжения в контрольных точках).

В обоих режимах должен быть один и тот же балансирующий узел, который должен соответствовать шинам наиболее мощной электростанции, представленной в расчетной схеме.

## ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Изменения нагрузок в приемной системе следует выполнять, уменьшая активные и реактивные мощности нагрузочных узлов пропорционально во всех узлах. Изменения нагрузок генерирующих узлов проводятся на всех электростанциях, участвующих в регулировании режимов.

При нескольких транзитах проводят следующие расчеты:

1) при фактических значениях всех перетоков;  
2) при значениях перетоков, соответствующих отсутствию (нулевому значению) всех транзитов через сети энергосистемы-транзитера;

3)  $n$  расчетов, в каждом из которых принимаются равными нулю все транзиты, кроме одного,  $i$ -того ( $i=1, 2, \dots, n$ , где  $n$  — число ЭСО, в которые производятся транзиты).

Уменьшение транзита до нуля осуществляется перераспределением мощности между передающей и приемной системами.

Разность потерь мощности в первом и втором расчетах представляет собой суммарные потери от всех транзитов, а результаты серии из  $n$  расчетов используют для распределения суммарных транзитных потерь по отдельным транзитам. Долю транзитных потерь, соответствующую  $i$ -тому транзиту, определяют по формуле:

$$d_i = \Delta P_i / \Delta P_\Sigma \quad (3),$$

где:

$\Delta P_i$  — потери, обусловленные  $i$ -м транзитом при нулевом значении остальных транзитов;

$\Delta P_\Sigma$  — сумма  $n$  значений  $\Delta P_i$ .

Значение суммарных транзитных потерь мощности в зависимости от значений транзитных перетоков мощности определяется по формуле:

$$\Delta P_{mp\Sigma} = \sum_n^1 P_{mpi} \times d_i$$

Основным недостатком данного подхода является трудоемкость расчетов и требуемая высокая квалификация режимщика, выполняющего расчеты.

Рассмотрим расчет потерь мощности и энергии от транзитных перетоков на основе нормативных характеристик. Нормативная характеристика потерь мощности в сети транзитера имеет вид [1]:

$$\Delta P_n = \sum_{i=1}^n \sum_{j>i}^n a_{ij} P_i P_j + \sum_{i=1}^n b_i P_i \quad (5)$$

где:

$P_{i(j)}$  — режимные параметры, влияющие на величину технических потерь (суммарные перетоки мощности между сетевыми компаниями, нагрузка собственных потребителей в сети транзитера и т.п.);

$a_{ij}$  и  $b_i$  — коэффициенты, полученные на основе аппроксимации вариантных расчетов потерь мощности в сети транзитера при различных сочетаниях значений  $P_{i(j)}$ ;

$n$  — количество влияющих факторов.

Переход от потерь мощности к потерям ЭЭ осуществляется по нормативной характеристике потерь ЭЭ в сети транзитера имеющей вид:

$$\Delta W_n = \left\{ \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n \sum_{j>i}^n A_{ij} W_i W_j + \sum_{i=1}^n B_i W_i \right\} \quad (6)$$

где:

$W_{i(j)}$  — значения ЭЭ, соответствующей режимным параметрам, влияющим на величину потерь;

$T$  — число часов, за которые определены значения энергии  $W_{i(j)}$ ;

$A_{ij}$  и  $B_i$  — коэффициенты, полученные преобразованием коэффициентов  $a_{ij}$  и  $b_i$  по формулам:

$$A = a k_\phi^2 \times 10^3 \quad (7)$$

$$B = b \quad (8)$$

Определение нормативных потерь на основе выражений (5) и (6) оправдано на этапе планирования как наиболее простой способ нормирования, не требующий при контроле специальных знаний о конкретной сети и ее режимах. Значения ЭЭ подставляются в формулу (6) в млн кВт ч, потери получают также в млн кВт ч.

В формуле (7)  $k_\phi^2$  — квадрат коэффициента формы графика рассматриваемого параметра, определяемый по формуле:

$$k_\phi^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}$$

где:

$k_3$  — коэффициент заполнения графика нагрузки (относительное число часов использования максимума нагрузки).

Коэффициент заполнения графика нагрузки можно рассчитать по выражениям, приведенным в [2].

Квадрат коэффициента формы графика при произведении  $i$  и  $j$  факторов —  $k_{\phi ij}^2$  вычисляют по формуле:

$$k_{\phi ij}^2 = 1 + r_{ij} \sqrt{(k_{\phi i}^2 - 1)(k_{\phi j}^2 - 1)}$$

где:

$k_{\phi i}$  и  $k_{\phi j}$  — коэффициенты формы графиков  $i$  и  $j$ ;  
 $r_{ij}$  — коэффициент корреляции потоков активной мощности  $i$ -го и  $j$ -го факторов, рассчитываемый по режимным данным.

При отсутствии данных о  $r_{ij}$  принимают допущение о независимости факторов ( $r_{ij} = 0$ ).

Тогда  $k_{\phi ij}^2 = 1$

Транзитные потери мощности и ЭЭ рассчитывают как разность значений, рассчитанных по формулам (5) и (6) при двух значениях  $P_{i(j)}$  (или  $W_{i(j)}$ ) — с транзитом и без транзита.

## ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

В замкнутых и сложнзамкнутых сетях корреляционная связь с вышеперечисленными обобщенными параметрами ослабевает и уступает влиянию режимных факторов (изменение схемы, режимы напряжения, суточные колебания нагрузок, транзиты мощности и т.п.). Поэтому при нормировании возникает ошибка учета дополнительных технических потерь при отклонении режима сети. Результаты расчетных исследований показали, что погрешность регрессионной зависимости с использованием в качестве факторов суммарной нагрузки системы при наличии значительных транзитных перетоков в отдельных случаях может превышать десятки процентов.

Значительно повысить точность расчетов можно при построении нормативной характеристики в виде многомерного полинома, учитывающего зависимость потерь от перетоков по различным сечениям, группам линий и отдельным линиям. Коэффициенты полинома по каждому учитываемому параметру определяются методами статистической аппроксимации, исходными данными для которой являются результаты вариантных схемотехнических расчетов потерь в сети при различных сочетаниях параметров нормативной характеристики. Количество таких расчетов растет в геометрической прогрессии при увеличении количества варьируемых факторов.

Поэтому на практике или пренебрегают варьированием малых факторов (слабых транзитов и сечений), или сворачивают факторы и переходят к сальдо-факторам.

Сальдированный учет обмена ЭЭ между соседними энергокомпаниями искажает учет фактических потоков мощности и, как следствие, не позволяет обоснованно определить величину транзитных потерь ЭЭ.

Правда, некоторое сокращение общего количества расчетов может быть получено при использовании методов планирования эксперимента.

Следует отметить, что использование методов планирования эксперимента требует специальной подготовки персонала, в противном случае целесообразно использовать метод формирования рабочей выборки по характерным режимам за исследуемый период.

В связи с квадратичным видом зависимостей (5) и (6) для определения коэффициентов  $a$  и  $b$  целесообразно использовать D-оптимальные планы эксперимента.

Использование третьего подхода позволяет наиболее просто, но в тоже время со значительной погрешностью оценить величину транзитных потерь от передачи соседней ЭСО.

Очевидно, что такой подход не позволяет учесть ни фактические маршруты транспортировки ЭЭ, ни величину собственной нагрузки, ни характер нагрузки соседних ЭСО. Если график нагрузки соседней ЭСО обладает ярко выраженными максимумами и минимумами, то передача одного и того же объема ЭЭ вызовет большие транзитные потери, чем в случае плотного графика нагрузки, ввиду квадратичной зависимости потерь от передаваемой мощности.

В последнее время все более актуальной становится задача выделения потерь ЭЭ в питающих и распределительных сетях территориальных ЭСО. В этом случае методика расчета транзитных потерь [1] неприменима и необходима разработка новой методики для фрагментированных электрических сетей из-за разной сути транзитов и разных факторов, определяющих транзит.

Если для энергосистем транзитные перетоки зависят от режимов генерирования и потребления, то в распределительных сетях взаимные перетоки определяются в основном режимами нагрузок [5]. При таком подходе задача расчета транзитных потерь может быть сформулирована следующим образом: определить суммарные потери в сети и разделить их на потери от собственных нагрузок и потери от нагрузок других ЭСО. Это позволит в дальнейшем определить балансы потерь для каждой владеющей сетями на территории региона компании от своих и чужих нагрузок.

### Литература

1. Методика расчета транзитных потерь мощности и в электрических сетях субъектов оптового рынка // Утверждена приказом № 21 от 03.02.2005 Минпромэнерго России. М.: Минпромэнерго, 2001. 24 с.
2. Порядок расчета и обоснования нормативов технологических потерь ЭЭ при ее передаче по электрическим сетям // Утвержден приказом № 267 от 04.10.2005 Минпромэнерго России (зарегистрирован в Минюсте 28.10.05, № 7122). М.: Минпромэнерго, 2005.
3. Гринь А.И., Чебанов К.А. Построение регрессионных зависимостей для нормирования технологических потерь в питающих сетях сетевых компаний. Невинномысск: НГГТИ. 2007. 193 с.
4. Будовский В.П. Непараметрический подход к решению классификационных задач электроэнергетики. Электромеханика. 2006 № 6.
5. Стогний Б., Павловский В. Определение транзитных потерь мощности в фрагментированных электрических сетях областных энергоснабжающих компаний. «ЭПУ» ГЕНЕРАЦИЯ. Рынок. 2004 № 5.

# Микропроцессорные системы РЗА

## Оценка эффективности и надежности

**Г. Нудельман,**

**к.т.н., генеральный директор ОАО «ВНИИР», г. Чебоксары**

**А. Шалин,**

**д.т.н., профессор кафедры «Электрические станции» НГТУ, г. Новосибирск**

*Принять обоснованное техническое решение при оснащении энергосистемы микропроцессорными устройствами РЗА помогают критерии эффективности, учитывающие особенности нового поколения релейной техники.*

*Настоящая статья является попыткой дать энергетикам современный инструмент для адекватной оценки результативности цифровых РЗА.*

Переход к рыночным отношениям в энергетике предполагает технико-экономический анализ предлагаемых решений, в частности, для оценки привлекательности инвестиционных проектов. Качественно выполнить такой анализ на базе принятых методик невозможно хотя бы потому, что прежде уровень технического совершенства вообще не оценивался интегральными показателями, а надежность оценивали безразмерными показателями, которые весьма трудно сопоставить со стоимостными характеристиками оборудования, эксплуатации и т.д. К тому же разработанные методы относились к старой элементной базе, а устройства микропроцессорной релейной защиты и автоматики (МП РЗА) имеют целый ряд особенностей, которые не могут быть учтены при этих методах расчета. Необходимо выработать новые подходы к оценке показателей эффективности систем РЗА.

### ПОНЯТИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЗА

Роль системы РЗА — минимизировать отрицательный эффект от возникающих в энергосистеме разного рода повреждений и аномальных режимов. Кроме того, внедрение в практику более совершенных (например, быстродействующих) защит в ряде случаев улучшает характеристики использования имеющегося силового оборудования (скажем, повышает пропускную способность линий электропередачи), что дает дополнительный положительный эффект.

Понятие «эффективность РЗА» характеризует степень целесообразности применения устройства или системы в определенных условиях.

Сама по себе система РЗА не обладает собственной эффективностью, так как не производит реальный материальный продукт, она эффективна только применительно к конкретному объекту, который она обслуживает. Иными словами, устройства РЗА в энергосистеме выполняют сервисные функции и эф-

фективны лишь постольку, поскольку влияют на эффективность работы первичного оборудования.

Таким образом, термин «эффективность» применительно к РЗА имеет особый смысл и может быть определен как свойство системы РЗА снижать отрицательный эффект от повреждений в энергосистеме.

### КЛАССИФИКАЦИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Эффективность РЗА зависит от свойств защищаемого объекта, т.е. от его аварийности и аварийности окружающей его части электрической системы, от функций, которые объект выполняет в энергосистеме.

Основной составляющей эффективности РЗА является достигнутый технический уровень устройств и систем РЗА, включающий в себя ряд показателей (табл. 1):

- техническое совершенство (быстродействие, селективность, чувствительность) [1];
- надежность функционирования [1];
- уровень технологии аппаратных средств [2];
- уровень программного обеспечения [2];
- функциональность [2];
- возможность интеграции в систему АСУ ТП (АСУ Э и др.) [2].

Показатели технического совершенства и надежности функционирования устройств и систем РЗА должны рассматриваться в плане их соответствия основным требованиям защиты объектов энергосистем.

Уровень технологии определяет исполнение устройством встроенных в него алгоритмов. Это касается и каждой отдельной функции, и полной функциональной структуры и относится как к аппаратному обеспечению (АО), так и к программному обеспечению (ПО) устройства.

Многофункциональная структура МП РЗА является их существенным преимуществом. Однако если ее

## РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

неправильно использовать, она может создать много проблем. Проблемы возникнут и в случае, когда предлагаемые схемы недостаточно выверены. Современные интеллектуальные устройства МП РЗА функционально самостоятельны. Однако их возможности могут быть полностью реализованы только тогда, когда эти устройства становятся неотъемлемой частью АСУ ТП. Они должны иметь возможность легко встраиваться в современные системы связи других подсистем: в автоматизированные системы управления подстанции, мониторинга, диспетчеризации и др.

Дополнительные составляющие, отнесенные в таблице 1 к влияющим факторам, сказываются как на надежности функционирования, так и на реализованных показателях технического совершенства. Это и условия работы РЗА (электромагнитная среда и др.), и существующая система технического обслуживания (ТО) и ремонта, и качество нормативно-технической документации (НТД), в том числе методических материалов по выбору параметров срабатывания, и уровень информационного обеспечения в части режимов работы объектов (определяемый главным образом характеристиками измерительных трансформаторов тока и напряжения).

На отдельные показатели, а следовательно, на эффективность систем РЗА в целом существенно влияет также человеческий фактор.

Таким образом, эффективность систем РЗА является более общей характеристикой по сравнению с надежностью систем РЗА.

### КЛАССИФИКАЦИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ

Свойство надежности в принципе присуще отдельно взятому устройству РЗА и без его взаимодействия с защищаемым объектом. Реально используемые на практике показатели надежности, как правило, учитывают некоторые характеристики защищаемого объекта. Показатели надежности устройств РЗА в общем случае различны при использовании одного и того же устройства на разных силовых объектах.

Как известно, к РЗА объектов электроэнергетической системы предъявляются следующие основные требования:

- срабатывать при повреждениях на объекте в зоне действия защиты;
- не срабатывать при отсутствии повреждений на защищаемом объекте;
- не срабатывать при повреждениях вне зоны действия защиты.

В соответствии с этими требованиями классифицируют отказы системы РЗА:

- отказы в срабатывании (отказы в срабатывании при повреждениях в зоне действия защиты);
- ложные срабатывания (срабатывания при отсутствии повреждений на защищаемом объекте);
- излишние срабатывания (срабатывания при повреждениях вне зоны действия защиты).

И, как следствие, в надежности РЗА выделяют два показателя:

- надежность срабатывания (при повреждении защищаемого объекта);
- надежность несрабатывания (при отсутствии повреждения на защищаемом объекте).

Одной из основных задач сегодня является разработка и внедрение в практику комплекса мероприятий, повышающих эффективность и надежность устройств и систем РЗА. При этом следует отметить, что, как правило, способы улучшения показателей надежности одного вида отрицательно влияют на показатели другого вида. Аспекту надежности несрабатывания в настоящее время уделяется недостаточное внимание. Статистические данные, полученные Филиалом ОАО «Инженерный центр ЕЭС» — «Фирма ОРГРЭС», показывают, что подавляющее количество отказов в функционировании устройств релейной защиты — это ложные и излишние срабатывания. Именно эти виды неправильных действий защиты (ненадежность) наносят наибольший ущерб. Так, судя по некоторым зарубежным источникам, отказы в функционировании релейной защиты сопровождаются убытками, кото-

■ Таблица 1  
Показатели, определяющие эффективность РЗА

Эффективность РЗА	Характеристика обслуживаемого объекта и его роль в энергосистеме	
	Технический уровень	Техническое совершенство
Эффективность РЗА	Надежность	Срабатывания Несрабатывания
	Уровень технологии	Аппаратного обеспечения Программного обеспечения
	Функциональность	
	Возможность интеграции в систему АСУ ТП (АСУ Э или др.)	
Влияющие факторы	Условия функционирования системы	
	Система ТО и ремонта	
	Уровень НТД	
	Уровень информационного обеспечения	

рые соизмеримы с потерями из-за повреждений самого ненадежного элемента силовой схемы сети — линии электропередачи.

В России около половины всех неправильных действий РЗА происходят из-за ошибок персонала на этапах проектирования, изготовления, наладки и эксплуатации этих систем.

### ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ

Известен ряд показателей надежности функционирования системы РЗА: средний процент правильных или неправильных действий, коэффициенты готовности и неготовности РЗА к выполнению своих функций, математическое ожидание снижения эффективности из-за неидеальной надежности релейной защиты, параметры потоков ложных и излишних срабатываний, параметр потока отказов защиты в срабатывании и т.д.

При решении разных типов задач применяют те показатели, которые соответствуют поставленной цели [3]. Основным используемым в России статистический показатель, относящийся к надежности, — процент неправильных действий (либо дополняющий его до 100 процент правильных действий). Этот показатель используется при оценке результатов эксплуатации РЗА.

Процент неправильных действий  $\Delta$ ,% определяют следующим образом:

$$\Delta, \% = \frac{\Omega_{и} + \Omega_{л} + \Omega_{о}}{\Omega_{и} + \Omega_{л} + \Omega_{о}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где  $\Omega_{и}$  — параметр потока излишних срабатываний;  
 $\Omega_{л}$  — параметр потока ложных срабатываний;  
 $\Omega_{о}$  — параметр потока отказов в срабатывании релейной защиты;  
 $\Omega_{с}$  — параметр потока заявок на срабатывание.

На практике вместо величины  $\Omega_{с}$  обычно используется величина  $\Omega_{с} = \Omega_{пр} + \Omega_{отк}$ , где  $\Omega_{пр}$  — параметр потока правильных срабатываний устройства РЗ,  $\Omega_{отк}$  — параметр потока отказов устройства РЗ в срабатывании при повреждении защищаемого объекта.

Процент правильных действий  $\Delta_{пр}$ ,% определяется по формуле:

$$\Delta_{пр}, \% = (100 - \Delta), \% \quad (2)$$

В зарубежной практике надежность систем релейной защиты оценивается тремя показателями:

■ надежностью срабатывания (Dependability) D:

$$D = \frac{N_c}{N_c + N_f}; \quad (3)$$

■ надежностью несрабатывания (Security) S:

$$S = \frac{N_c}{N_c + N_U}; \quad (4)$$

■ общей надежностью (Reliability) R:

$$R = \frac{N_c}{N_c + (N_f + N_U)}. \quad (5)$$

В (3), (4), (5):  $N_c$  — количество правильных срабатываний защиты;  $N_f$  — количество отказов в срабатывании;  $N_U$  — количество ложных и излишних срабатываний.

Представляется, что оценка результатов эксплуатации устройств и систем РЗА показателями (3)...(5) более информативна и дает большие возможности для сопоставления надежности различных вариантов исполнения систем РЗА и разработки рекомендаций по повышению их надежности и эффективности. Целесообразно в отечественной практике также перейти к оценке эксплуатационной надежности РЗА посредством этих показателей, отдельно выделив при этом ложные и излишние срабатывания, поскольку их последствия для энергосистемы могут существенно отличаться. В некоторых странах (например, в Норвегии) ведется также статистическая оценка недоотпуска электроэнергии и ущербов, возникающих при неправильных действиях релейной защиты в энергосистемах. Эти данные наиболее представительны и позволяют достаточно точно оценить эффективность инвестиций в новые системы РЗА. Желательно хотя бы выборочно фиксировать такие данные и в отечественной практике.

### ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

При расчете показателей эффективности в процессе разработки и проектирования систем РЗА необходимо учитывать все элементы, которые входят в состав рассматриваемого канала РЗА (измерительные трансформаторы тока и напряжения, кабели, собственно устройства РЗА, цепи оперативного тока, выходные цепи защиты и т.д.).

Предлагается [3] использовать следующий интегральный показатель эффективности:

$$M[\mathcal{E}] = \frac{k_1}{T_{о.ср}} + \sum_{i=1}^n k_{стi} q_{рзi} \Omega_i + \sum_{j=1}^m k_{стj} q_{рзj} \Omega_j, \quad (6)$$

где:

$M[\mathcal{E}]$  — математическое ожидание снижения эффективности из-за неидеальных характеристик устройства РЗА;

$k_1$ ,  $k_{стi}$ ,  $k_{стj}$  — стоимостные коэффициенты, учитывающие стоимость последствий рассматриваемого отказа в функционировании (в денежном или другом выражении);

$q_{рзi}$ ,  $q_{рзj}$  — коэффициенты неготовности (или усредненные на расчетном интервале времени значения функций неготовности) системы РЗА, учитывающие как отказы в функционировании из-за неидеального технического уровня, так и отказы из-за неидеальной надежности;

$\Omega_i$ ,  $\Omega_j$  — параметры потоков повреждений соответственно вне зоны защиты и на защищаемом объекте;

$T_{о.ср}$  — средняя наработка на отказ в режиме дежурства.

В (6) стоимостные коэффициенты и параметры потоков соответствующих событий учитывают особенности работы защищаемого объекта. Первый элемент в правой части (6) оценивает эффективность в режиме дежурства, второй — в режимах внешних КЗ, третий — в режимах повреждений защищаемого объекта.

## РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Этот показатель позволяет более достоверно оценить эффективность инвестиций в мероприятия, направленные на совершенствование РЗА.

Показатели эффективности и надежности релейной защиты и автоматики в большой степени зависят не только от вида защищаемого объекта, но и функций, выполняемых им в энергосистеме. Поэтому исполнение системы РЗА, оптимальное для одного объекта, может оказаться неэффективным для другого объекта такого же вида (линии, трансформатора, сборных шин и т.д.). Для каждого объекта в процессе проектирования должны быть выбраны оптимальный состав и алгоритм взаимодействия элементов РЗА.

Надо признать, что этап внедрения МП РЗА в энергосистемах России начат без должной подготовки в плане обеспечения эффективности этой техники. Разработка и реализация комплекса мероприятий, обеспечивающих повышение уровня надежности новых систем РЗА, по сравнению с системами, используемыми в настоящее время, является актуальной задачей. При ее решении особое внимание следует уделить проблеме повышения эксплуатационной надежности.

Формирование базы данных, необходимых для выполнения расчетов показателей надежности, требует построения системы мониторинга уровня эксплуатационной надежности техники разных производителей, системы сбора информации по надежности комплектующих элементов, системы анализа причин и последствий отказов РЗА.

Разработка и внедрение в практику четких и сравнительно простых методик оценки надежности и эффективности потребует времени и средств, но эту работу необходимо выполнить, так как это позволит обоснованно решать вопросы инвестиций при осуществлении различных проектов. Должны также разрабатываться методы и средства, обеспечивающие высокий уровень надежности систем РЗА на всех этапах их жизненного цикла.

При выполнении расчетов должно учитываться влияние на надежность и эффективность систем РЗА решений по дальнему и ближнему резервированию, наличие устройств АПВ, УРОВ и других моментов, способных в какой-то степени скомпенсировать те негативные последствия, которые будут вызваны отказами защиты и поврежденными выключателями.

При оценке предложений по структурному резервированию систем РЗА необходимо принимать во внимание причины, которые могут привести к одновременным отказам всех устройств. Это означает, например, что для двух взаимно резервирующих устройств защиты коэффициент неготовности системы будет определяться как [3]:

$$Q_{\Sigma} = \frac{Q_i^2}{k}, \quad (7)$$

где:

$Q_i$  — коэффициент неготовности каждого из взаимно резервируемых устройств (блоков);

$k < 1$  — коэффициент, учитывающий взаимозависимость функционирования каналов и существование общих причин неправильных действий. Значение коэффициента  $k$  может меняться в широких границах (в зависимости от помехозащищенности, качества программного обеспечения, конструкции микропроцессорного терминала). Так, коэффициент  $k$  снижается при использовании обоими комплектами защиты одного трансформатора напряжения, при наличии общих цепей питания оперативным током и т.д. Для повышения эффективности эксплуатации РЗА необходимо разработать и внедрить в практику апробированную систему ТО устройств МП РЗА и их ремонта.

### ВЫВОДЫ

Подводя итог, еще раз подчеркнем, что для повышения эффективности и надежности систем РЗА необходимо:

- использовать устройства высокого технического уровня, адаптированные к российским условиям;
- развивать системы мониторинга уровня эксплуатационной надежности и системы сбора данных о причинах отказов РЗА;
- выполнить комплекс научно-исследовательских работ, связанных с разработкой и внедрением в практику обоснованных и достаточно простых методик оценки надежности и эффективности систем РЗА, а также рекомендаций по повышению надежности аппаратных и программных средств и методов повышения эксплуатационной надежности устройств.

Отдельного исследования требуют вопросы назначения срока эксплуатации устройств РЗА на современной элементной базе, а также вопросы, относящиеся к технологии эксплуатации устройств РЗА на этапе старения. Последнее чрезвычайно актуально для большого количества устройств РЗА на традиционной элементной базе, срок эксплуатации которых в стране превысил 25–30 лет.

Надежность систем РЗА должна оцениваться с учетом новых возможностей по резервированию, появившихся в устройствах МП РЗА благодаря их многофункциональности и внедрению стандарта МЭК 61850.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. М.: Энергоатомиздат, 1984. 520 с.
2. Нудельман Г.С., Линт М.Г., Фещенко В.А., Жуков А.В. Основные требования к устройствам релейной защиты и управления, предназначенным к применению в современных энергосистемах России // Материалы Международной конференции «Релейная защита и автоматика современных энергосистем», Чебоксары, 9–13 сентября 2007 г.
3. Шалин А.И. Надежность и диагностика релейной защиты энергосистем: Учеб. пособие. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003.

По материалам <http://www.news.elteh.ru>

## Вступило в силу Постановление Правительства РФ о рынке электрической энергии (мощности)

Согласно Постановлению, подписанному премьер-министром РФ Владимиром Путиным, конкурентный отбор ценовых заявок на продажу мощности на 2008 г. будет проводиться не позднее 30 июля 2008 г. При этом не позднее 29 июля Системный оператор должен опубликовать сведения о его проведении.

Величины сезонных коэффициентов, отражающих распределение нагрузки по месяцам в течение календарного года, на 2009 г. рассчитываются и публикуются ОАО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии», не позднее 14 дней после проведения конкурентного отбора ценовых заявок на продажу мощности на 2008 г.

Описание зон свободного перетока осуществляется системным оператором с учетом требований, предусмотренных договором о присоединении к торговой системе оптового рынка. Кроме того, описание зон свободного перетока на 2009 г. и последующие годы осуществляется в соответствии с порядком определения зон свободного перетока с даты его вступления в силу, утверждаемым Министерством энергетики РФ.

Объемы электрической мощности, определенные в прогнозном балансе на 2008 г., для покупателей электрической энергии и мощности, участников оптового рынка в отношении групп точек поставки, расположенных на территории одного субъекта РФ, до 1 июля 2008 г., могут быть изменены Федеральной службой по тарифам (ФСТ) на оставшиеся даты такого изменения календарные месяцы 2008 г., если для этих участников установлены одинаковые индикативные цены на электроэнергию и мощность, и суммарные объемы электрической мощности, определенные для них на каждый из соответствующих календарных месяцев в прогнозном балансе на 2008 г. остались неизменными.

Объемы располагаемой мощности генерирующего оборудования в 2-недельный срок могут быть скорректированы ФСТ при участии ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» и некоммерческого партнерства «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии Единой энергетической системы», выполняющего функции совета рынка.

Минэнерго РФ поручено:

— в 3-месячный срок по согласованию с Минэкономразвития, ФСТ, Федеральной антимонопольной службой и Федеральным агентством «Росатом» разработать и представить проект нормативного правового акта правительства РФ по вопросам организации долгосрочного конкурентного отбора новых заявок на продажу мощности, обеспечивающей реализацию генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики с учетом оптимизации топливного баланса электроэнергетики за счет максимально возможного использования потенциала развития атомных, гидроэлектростанций, а также использующих уголь тепловых электростанций и уменьшения в топливном балансе отрасли использования газа;

— в 3-месячный срок по согласованию с ФСТ по тарифам разработать и утвердить порядок определения предварительных параметров выдачи объема мощности строящихся (реконструируемых) генерирующих объектов, используемых для определения размера платы за технологическое присоединение генерирующих объектов к электрическим сетям;

— в 6-месячный срок разработать и утвердить по согласованию с ФСТ порядок определения фактического коэффициента резервирования мощностей для потребителей электрической энергии и мощности, принимающих и исполняющих управляющие воздействия централизованных противоаварийных систем ограничения нагрузки;

— в 6-месячный срок совместно с Минэкономразвития, Федеральной антимонопольной службой и ФСТ проанализировать практику применения при определении предельных уровней свободных (нерегулируемых) цен на розничных рынках электрической энергии соотношения, отражающего влияние свободных (нерегулируемых) цен на электроэнергию (мощность), складывающихся по результатам торговли электроэнергией и мощностью на оптовом рынке по свободным договорам купли-продажи электроэнергии и мощности, заключаемым участником оптового рынка, и по свободным договорам купли-продажи электроэнергии и мощности, заключаемым всеми участниками оптового рынка в ходе биржевых торгов в зоне свободного перетока, на формирование средневзвешенной свободной (нерегулируемой) цены на электроэнергию (мощность), и в случае необходимости представить в правительство РФ предложение об изменении этого соотношения;

— до 1 ноября 2008 г. по согласованию с ФСТ и Федеральной антимонопольной службой разработать и утвердить порядок определения зон свободного перетока.

Федеральной службе по тарифам (ФСТ) поручено:

— обеспечить принятие балансовых решений, закрепляющих объемы производства электрической энергии и (или) мощности в отношении генерирующего оборудования, вводимого в эксплуатацию в течение 2008 г., а также введенного в эксплуатацию в течение 2007 г. и не учтенного в прогнозном балансе на 2007 г. по состоянию на 1 января 2007 г.;

— в 2-месячный срок установить перечень стандартизированных тарифных ставок, применяемых при определении размера платы за технологическое присоединение генерирующих объектов к электрическим сетям, и внести соответствующие изменения в методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям;

— принять балансовые решения на 2008 г. в отношении поставщиков электрической энергии и мощности в части применения к тарифам на мощность коэффициентов, рассчитанных исходя из соотношения объемов установленной генерирующей мощности и максимальных объемов располагаемой генерирующей мощности генерирующего оборудования, определенных в прогнозных балансах на 2007 и 2008 гг. по состоянию на 1 января соответствующего года (с учетом объемов мощности, необходимой для обеспечения поставки электроэнергии населению) на те месяцы, на которые в этих прогнозных балансах определен такой же объем установленной генерирующей мощности соответствующего генерирующего оборудования, какой определен на декабрь 2007 г.

<http://minenergo.com/news>

Пресс-центр Министерства энергетики

# Программный комплекс для автоматизированного обучения и проверки знаний персонала диспетчерских центров «ЭКСПЕРТ-ДИСПЕТЧЕР»\*

В.П. Будовский,  
А.Н. Иванченко, П.В. Шлыков  
ОАО «СО ЕЭС», ЮРГТУ (НПИ)

## Модуль «Эксперт-Диспетчер (Тест)» (Конструктор)

Модуль «Эксперт-Диспетчер (Тест)» (Конструктор) предназначен для методистов-разработчиков тестовых заданий и является основным инструментом для работы с базой тестовых заданий и программ обучения. Он поддерживает следующий набор функций:

- ведение справочников тем, документов, типов тестирования, предприятий, должностей и тестируемых;
- создание и редактирование тестовых заданий;
- создание программ обучения из заданной совокупности тестовых заданий;

- корректировку и удаление ранее созданных программ;

- просмотр и удаление протоколов;

После запуска «Эксперт-Диспетчер (Тест)» (Конструктор) на экране появляется главная форма (рис. 58), которая имеет три пункта главного меню и шесть функциональных кнопок.

### Работа со справочниками

Данная группа функций вызывается кнопкой «Справочники», в результате нажатия которой появляется меню (рис. 59).

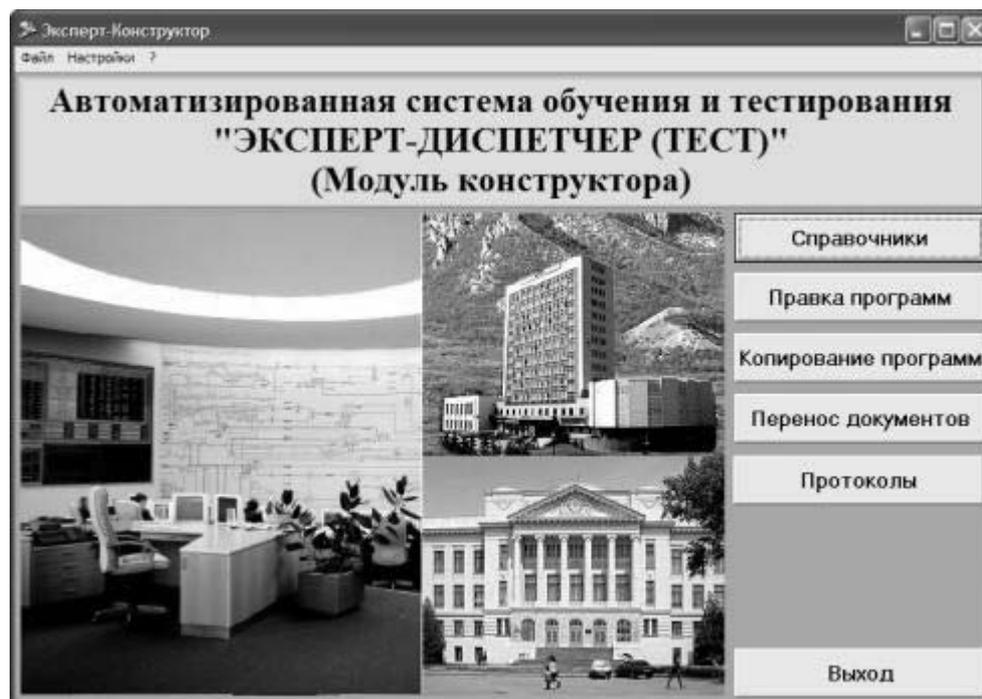


Рис. 58

\* Продолжение. Начало в № 3 за 2008 год.

Темы ...  
 Документы ...  
 Пары "Тема-Документ" ...  
 Программы обучения ...  
 Тестовые задания ...  
 Группы тестовых заданий ...  
 Сотрудники  
 Типы тестирования  
 Тесты ...

Рис. 59.

Работа со справочниками возможна только на установленном для пользователя уровне доступа. Разделение материала по уровням доступа введено с целью обеспечения неприкосновенности базы тестовых заданий, распространяемой центральной орга-

низацией по структурным подразделениям. Уровень доступа в таблицах отображается в графе «Ур.». Недоступные для редактирования записи затемнены.

### Справочник тем

Пункт меню «Темы...» открывает форму «Справочник тем» (рис. 60). В списке тем отображается название темы, ее уровень и количество тестовых заданий по ней. В нижней части таблицы отображается общее количество тем (слева) и тестовых заданий (справа) в БД.

Для перемещения по таблице и редактирования сведений о темах тестирования служит навигатор. Одна из строк таблицы всегда выделена (ее ячейка подсвечена зеленым цветом). Все операции, выполняемые навигатором, будут применены к этой строке.

Для вставки записи необходимо нажать кнопку «Вставить новую запись» на навигаторе, ввести название темы и ее тип (рис. 61). После нажатия кнопки

Код	Ур.	Тема	Заданий
1	1	Технический раздел	1007
2	1	Раздел по работе с персоналом	27
3	1	Охрана труда и техника безопасности	659
4	1	Промышленная безопасность	46
5	1	Технологический раздел	543
6	1	Раздел по пожарной безопасности	227
7	1	Экономический раздел	0
8	1	Федеральные законы	0
9	1	Практические вопросы и задания	191
48	1	Новая тема	4
1	2	Тема второго уровня	0

Рис. 60

Код	Ур.	Тема	Заданий
1	1	Технический раздел	1007
2	1	Раздел по работе с персоналом	27
3	1	Охрана труда и техника безопасности	659
4	1	Промышленная безопасность	46
5	1	Технологический раздел	543
6	1	Раздел по пожарной безопасности	227
7	1	Экономический раздел	0
8	1	Федеральные законы	0
9	1	Практические вопросы и задания	191
48	1	Новая тема	4
1	2	Тема второго уровня	0
2	2	Новая тема	0

Рис. 61

## ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

«Запомнить изменения», новая запись будет внесена в конец списка тем.

Для удаления выбранной темы достаточно нажать кнопку «Удалить текущую запись» и подтвердить удаление в появившемся окне (рис. 62).

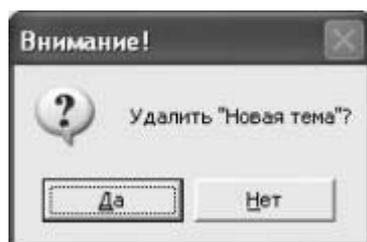


Рис. 62

В случае если тема содержит один или несколько вопросов (поле «Заданий» не нулевое), будет выдано сообщение (рис. 63) и в удалении будет отказано.

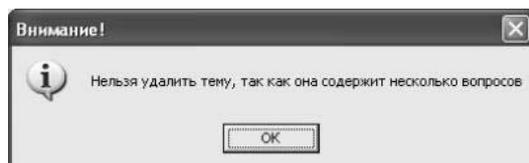


Рис. 63

## Справочник документов

После выбора пункта меню «Документы», будет открыта форма «Справочник документов» (рис. 64). В списке отображается название документа и количество тестовых заданий по нему, а также общее количество документов и заданий в БД. Работа со справочником документов аналогична работе со справочником тем.

Особенностью таблицы документов является наличие графы «Библиотека», в которой можно указать файл электронной библиотеки, соответствующий текущему документу. Этот файл автоматически открывается при установлении связей между вопросами текущего документа и разделами электронной библиотеки.

### Распределение документов по темам

Пункт меню «Пары 'Тема-Документ'...» открывает форму «Просмотр связей 'Тема-Документ'» (рис. 65), которая отображает список документов для каждой темы.

В верхней части формы отображается текущая тема, а ниже — список документов, относящихся к ней, а также общее количество документов и вопросов по теме. Каждая тема может содержать несколько документов, а каждый документ — входить в несколько тем.

Код	Ур.	Документ	Библиотека	Заданий
138	1	Задача_25 (раздел 6.2. ликвидация нарушений в главных схемах эл. станций и подстанций).		5
139	1	Постановление правительства РФ №530 от 31.08.2006г. "О Правилах функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики".		15
140	1	Сведения об электрических станциях операционной зоны диспетчера ОДУ Юга		55
142	1	Сведения об электрических подстанциях и линиях электропередачи операционной зоны диспетчера ОДУ Юга		43
143	1	Сведения об оперативном взаимодействии между диспетчерским персоналом служб энергопредприятий субъектов операционной зоны ОДУ Юга		10
144	2	Документ второго уровня	001\РТЕ.НТМ	0
▶ 145	2	Новый документ		0

Рис. 64



## ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

Код	Ур.	Номер	Программа	Заданий
33	1	1	Конкурс диспетчеров ОДУ Юга	2002
3	1	3	Программа для руководства СИХО	400
4	1	4	Программа для руководителей СТМС	543
5	1	5	Программа для главных диспетчеров	844
6	1	6	Программа для диспетчеров РДУ	842
8	1	8	Программа проверки знаний по правилам реанимации	122
9	1	9	Программа для специалистов СТМС	449
10	1	10	Программа для дежурный персонал СТМС	504
11	1	11	Программа для специалиста СЭР	710
12	1	12	Программа для руководства СИХО	400
13	1	13	Программа для специалиста СЭР (1 гр. электробезопасности)	575
14	1	14	Программа для дежурных СЭПАК	1735
15	1	15	Программа для ОСОЗ СЭПАК	272
16	1	16	Программа для д_РДУ	847
18	1	18	Программа для начальника СПО	971
19	1	19	Программа ПТБ для ОРП СЭПАК	1503
33				

Рис. 67

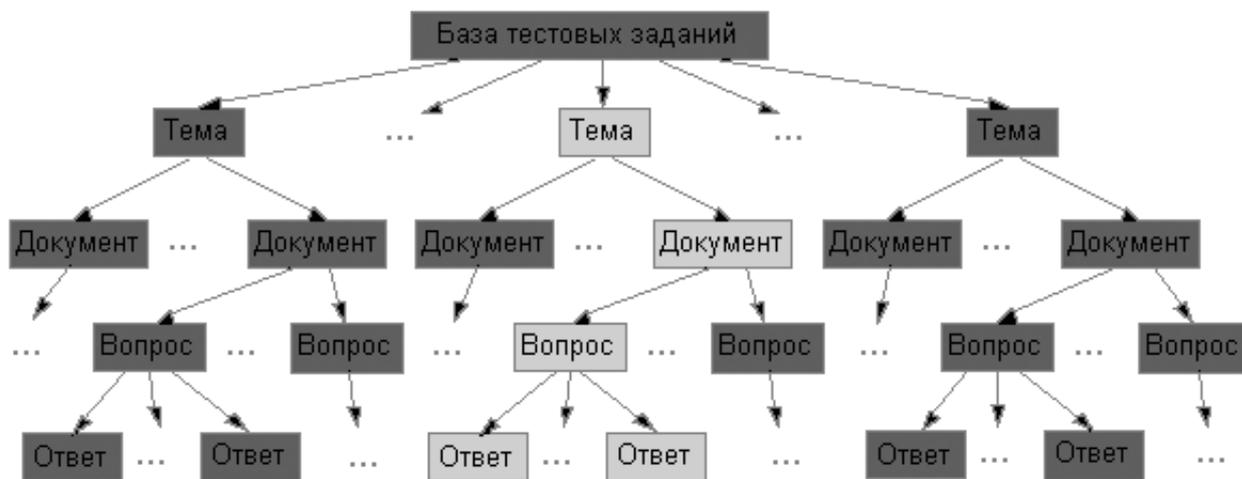


Рис. 68

кумент» для пары, для которой в БД есть тестовые задания (эти документы помечены серым цветом).

Для сохранения изменений необходимо нажать кнопку «Сохранить». Кнопка «Выход» позволяет перейти к предыдущей форме без сохранения.

### Справочник программ обучения

Пункт меню «Программы обучения» отображает форму «Справочник программ обучения» (рис. 67). В списке отображается номер, уровень доступа, название и количество тестовых заданий по программе. В нижней части таблицы отображается общее количество программ обучения.

Работа со справочником программ аналогична работе со справочником тем.

### Справочник тестовых заданий

Пункт меню «Тестовые задания» открывает форму «Редактирование тестовых заданий» (рис. 69).

«Эксперт-Диспетчер (Тест)» позволяет проводить тестирование с помощью заданий закрытой формы с множественным выбором. Каждое задание этого типа содержит: основную часть и набор альтернативных ответов, из которых один или несколько являются правильными, а остальные (дистракторы) — неправильными.

## ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

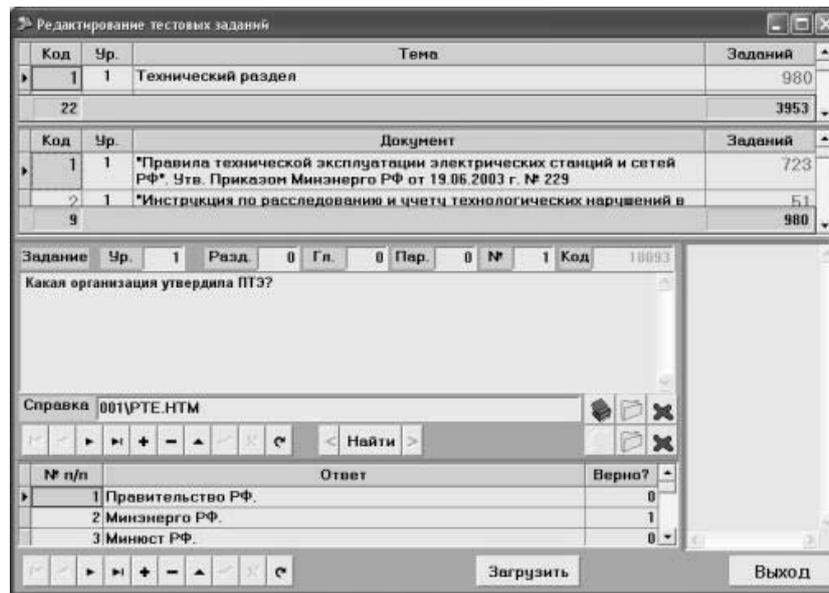


Рис. 69

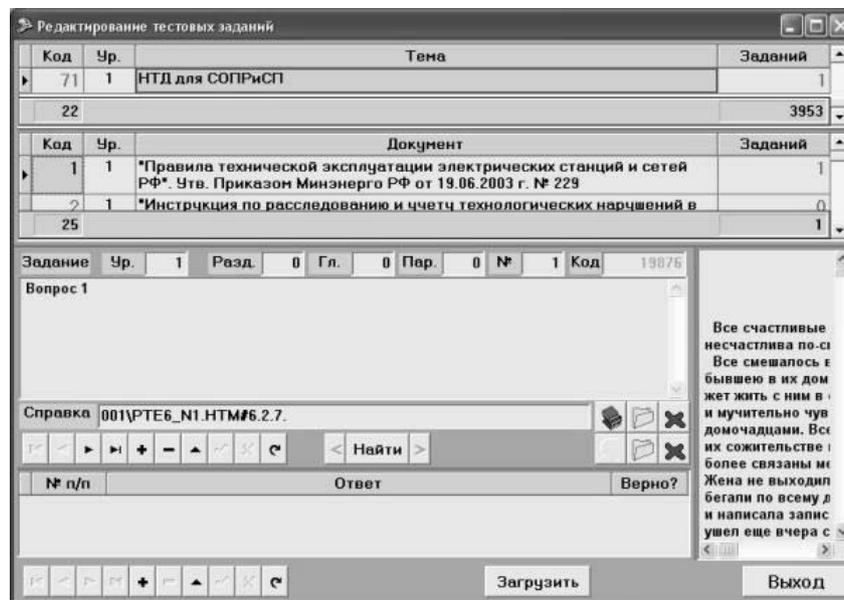


Рис. 70

Тестовое задание может сопровождаться поясняющим рисунком и/или ссылкой на раздел электронной библиотеки.

Логическая структура базы тестовых заданий имеет вид дерева (рис. 68) (точнее — леса из деревьев, в котором корнем каждого дерева является одна из тем):

Таким образом, каждый вопрос привязан к конкретной паре Тема-Документ.

В верхней части формы отображается пара Тема-Документ, к которой относится текущее тестовое задание. Ячейки выбранных темы и документа выделены зеленым цветом. Ниже слева расположено окно теку-

щего тестового задания, путь к файлу электронной библиотеки (относительно каталога указанного в настройках), и таблица с набором альтернативных ответов.

Справа от окна тестового задания могут отображаться текстовые файлы, фрагменты которых можно копировать в редактируемые поля тестового задания через буфер обмена. Для загрузки текстового файла необходимо нажать кнопку «Загрузить», выбрать в стандартном диалоговом окне нужный файл и нажать кнопку «Открыть». Содержимое текстового файла будет выведено на экран (рис. 70). Размеры элементов данной формы можно менять с помощью разделителей.

## ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

Для копирования фрагмента текста необходимо выделить его курсором (текст будет подсвечен синим цветом) и нажать комбинацию клавиш «Ctrl»+«Insert» или «Ctrl»+«C». Для вставки фрагмента текста нужно установить курсор на то место, куда нужно поместить текст и нажать комбинацию клавиш «Shift»+«Insert» или «Ctrl»+«V».

Вставка фрагмента в поля тестового задания возможна только в режиме редактирования.

После загрузки текстового файла можно редактировать текст как в стандартном редакторе «Блокнот» (Notepad). При этом никаких изменений в исходный файл на диске не вносится.

Для редактирования тестовых заданий и альтернативных ответов, а также для перемещения по ним используются соответствующие навигаторы.

### Замечание

Невозможно править и удалять тестовые задания, уровень которых выше текущего уровня доступа к БД.

Для вставки вопроса необходимо нажать кнопку «Вставить запись», заполнить обязательные поля Раздел, Глава, Параграф, Неп/п и нажать кнопку «Подтвердить изменения». Значения этих полей должны быть непустыми и уникальными для всех вопросов текущей пары Тема-Документ. Иначе, при попытке сохранить вопрос, будет выдано соответствующее сообщение (рис. 71) и сохранение будет отменено.

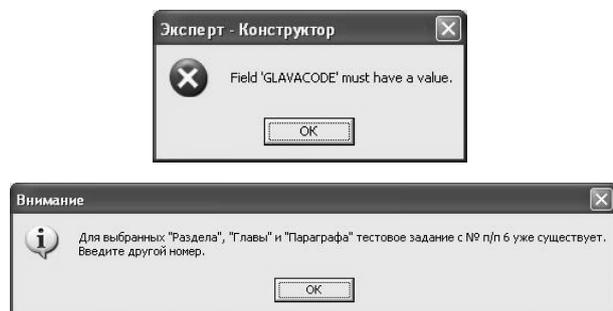


Рис. 71

Поле «Код» заполняется автоматически и недоступно для редактирования.

Заполнение остальных полей не является обязательным для сохранения вопроса. Текст вопроса можно набрать с клавиатуры или скопировать из буфера обмена. Путь к файлу с рисунком и к разделу электронной библиотеки может быть выбран в стандартном диалоговом окне, которое появляется после нажатия соответствующей кнопки .

Система «Эксперт-Диспетчер (Тест)» позволяет указать конкретный абзац в файле электронной библиотеки, содержащий ответ на тестовое задание. При нажатии на кнопку  для электронной библиотеки будет открыто стандартное диалоговое окно выбора файла. Если для текущего документа указан файл справки по умолчанию, в диалоговом окне будет открыт соответствующий каталог и выбран этот файл. Нажатие на кнопку «Открыть» в диалоговом окне приведет к появлению формы «Выбор раздела в документе» (рис. 72).

В левой части формы выведен список всех меток в документе, к которым можно осуществить навигацию. В правой части отображается текст выбранного документа. Выбрав мышкой метку из списка, можно перейти к соответствующей части документа.

Кнопка «Выбрать» сохраняет в БД путь к файлу справки с соответствующей меткой. В дальнейшем, при обращении к справочной системе (кнопка «Библиотека»), выбранный документ будет открываться в отмеченном месте.

Кнопка «В начало» отменяет выбор всех меток. Если сохранить в базе путь файла без метки (кнопкой «Выбрать»), кнопка «Библиотека» откроет его, но перехода к какому-либо абзацу не произойдет.

Форма «Выбор раздела в документе» допускает навигацию как по меткам внутри файла, так и по гиперссылкам на другие файлы. История перемещений сохраняется в программе. Кнопки   позволяют перейти к открытым ранее файлам (меткам) и обратно.

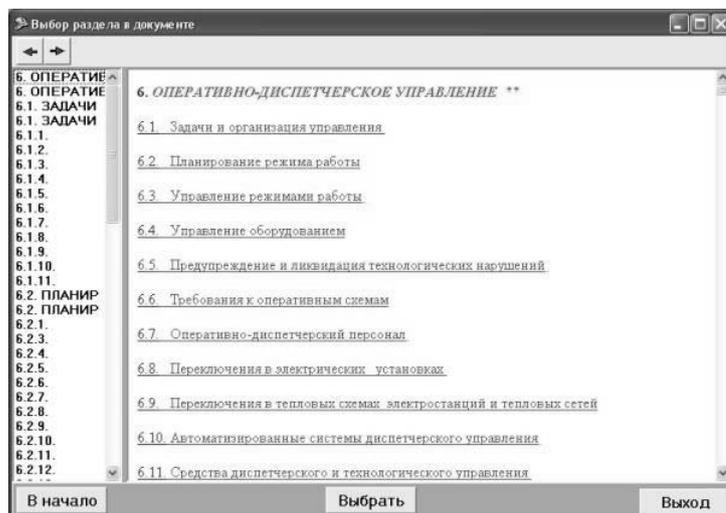


Рис. 72

Рис. 73

Кнопка «Выход» закрывает форму. Изменений в БД не вносится.

Кнопки ,  позволяют посмотреть файл рисунка и раздел электронной библиотеки, соответственно.

После сохранения вопроса в БД (кнопка «Подтвердить изменения»), можно заполнить таблицу альтернативных ответов с помощью соответствующего навигатора. Верные ответы помечаются символом «1», а неверные — «0» (поле «Верно?»). Поле «№ п/п» является уникальным и обязательным.

#### Ведение справочников сотрудников, предприятий и должностей

Пункт «Сотрудники» позволяет вести справочники сотрудников, их должностей и мест работы. Работа с этими формами подробно описана в соответствующем разделе.

#### Ведение справочников типов тестирования

Модуль «Эксперт-Диспетчер (Тест)» (Конструктор) позволяет управлять параметрами тестирования, такими как:

- тип оценки;
- шкала оценок при выборе балльной системы оценивания;
- вес одного балла при суммировании баллов за правильные ответы;
- набор весов для правильных, неправильных и пропущенных ответов при использовании «штрафных» баллов;
- время проведения тестирования;
- срок проведения следующего тестирования;
- состав комиссии;

- возможность сохранения заданий, пропущенных при тестировании;

- возможность включения или отключения «подсказки» по числу правильных ответов для текущего задания.

Конкретный набор параметров тестирования называется «типом тестирования». Допускается создание и хранение неограниченного числа типов тестирования; для удобства их последующего использования каждому виду назначается произвольное имя. Выбор пункта меню «Типы тестирования» приводит к появлению соответствующей формы. Шкала оценок меняется в зависимости от параметра «Тип оценки».

Одновременно на форме отображаются значения параметров для одного типа тестирования; эти значения доступны для редактирования при включенной кнопке «Изменить». Листание по списку хранящихся в базе типов тестирования производится с помощью навигатора (слева внизу); для создания нового типа тестирования нажимается кнопка навигатора «Вставить новую запись». Нажатие кнопки «Сохранить» заносит изменения в базу данных.

#### Ведение справочника тестов

Тест — набор тестовых заданий (вопросов), позволяющий выяснить уровень знаний обучающихся.

Для формирования тестов в модуле «Эксперт-Диспетчер (Тест)» (Конструктор) введен тип справочников: «Тесты». При выборе соответствующего пункта меню открывается форма «Справочник тестов» (рис. 74).

Для добавления, редактирования и удаления тестов используется стандартный навигатор. Для поис-

## ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

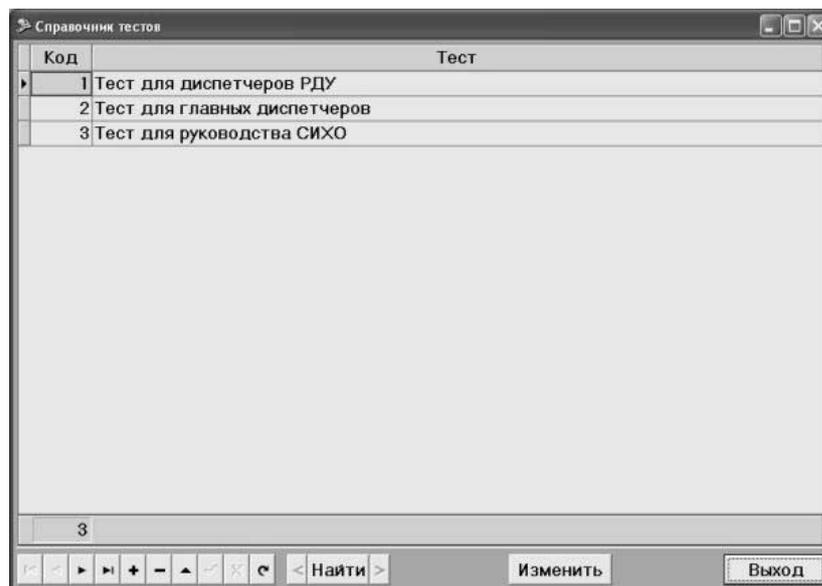


Рис. 74

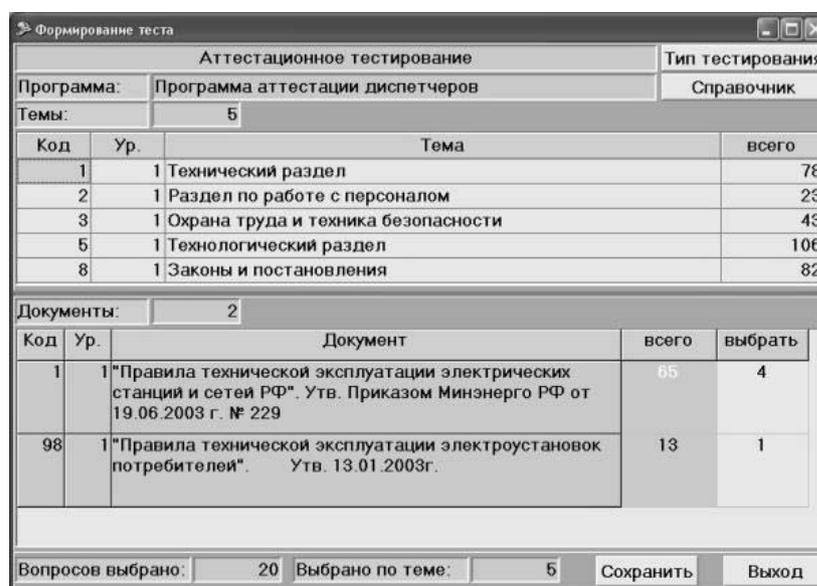


Рис. 75

ка — кнопка «Найти». Для формирования теста необходимо нажать кнопку «Изменить». На экране появится форма «Формирование теста» (рис. 75).

В этой форме нужно выбрать тип и программу тестирования с помощью кнопок «Тип тестирования» и «Справочник». При выборе программы количество выбранных вопросов по всем темам сбрасывается в «0», даже если была выбрана та же самая программа.

Верхняя таблица отображает количество тем, присутствующих в программе и количество тестовых заданий по каждой теме. Нижняя таблица содержит список документов в текущей теме (выделена зеленым цветом) и количество тестовых заданий по каждому документу.

В нижней части формы отображается общее количество тестовых заданий, входящих в тест и количество тестовых заданий, выбранных по текущей теме.

Кнопка «Сохранить» записывает внесенные изменения в базу данных. Кнопка «Выход» позволяет вернуться к предыдущей форме без сохранения.

### Администрирование программ обучения

В БД каждая пара Тема-Документ содержит множество уникальных тестовых заданий. Для формирования наборов тестовых заданий для различных групп тестируемых введено понятие «Программа обучения». Различные программы обучения могут включать одни и те же вопросы. Программа обучения

может содержать не все, а часть вопросов, связанных с парой Тема-Документ. Это позволяет формировать неограниченное количество наборов тестовых заданий на основе различных документов и даже частей документов.

Функции наполнения и редактирования программ обучения открываются кнопкой «Правка программ» на главной форме модуля «Эксперт-Диспетчер (Тест)» (Конструктор) (рис. 76).

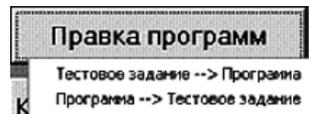


Рис. 76

Наполнение программ можно вести двумя путями:

- выбрать программу и вносить в нее тестовые задания (Программа → Тестовое задание) или
- выбрать тестовое задание и вносить его в различные программы (Тестовое задание → Программа).

#### Наполнение программы тестовыми заданиями

Пункт меню Программа → Тестовое задание открывает форму «Редактирование программ» (рис. 77). В

верхней части формы расположен список программ, ниже список тем и документов, определенных в БД. В нижней части формы отображается окно с тестовыми заданиями по выбранной теме и документу. Одновременно отображается только одно задание. Для листания заданий используется навигатор.

Редактирование программы может работать в двух режимах:

- добавление в программу тестовых заданий, которые в нее еще не включены (кнопка «Режим добавления»);
- исключение из программы ранее внесенных вопросов (кнопка «Режим исключения») (рис. 78).

В различных режимах справочники тем, документов и тестовых заданий отображают различную информацию: в режиме добавления — о тестовых заданиях, еще не включенных в программу; в режиме исключения — о тестовых заданиях, уже имеющихся в программе. Соответственно, при поиске тестовых заданий может быть выдано сообщение: «Запись с кодом XXX недоступна в текущем режиме».

Добавлять тестовые задания в программу можно по одному либо все задания по выбранной паре Тема-Документ, либо все задания по всем документам выбранной темы.

Для добавления конкретного вопроса в программу, необходимо найти его в БД, установить фокус

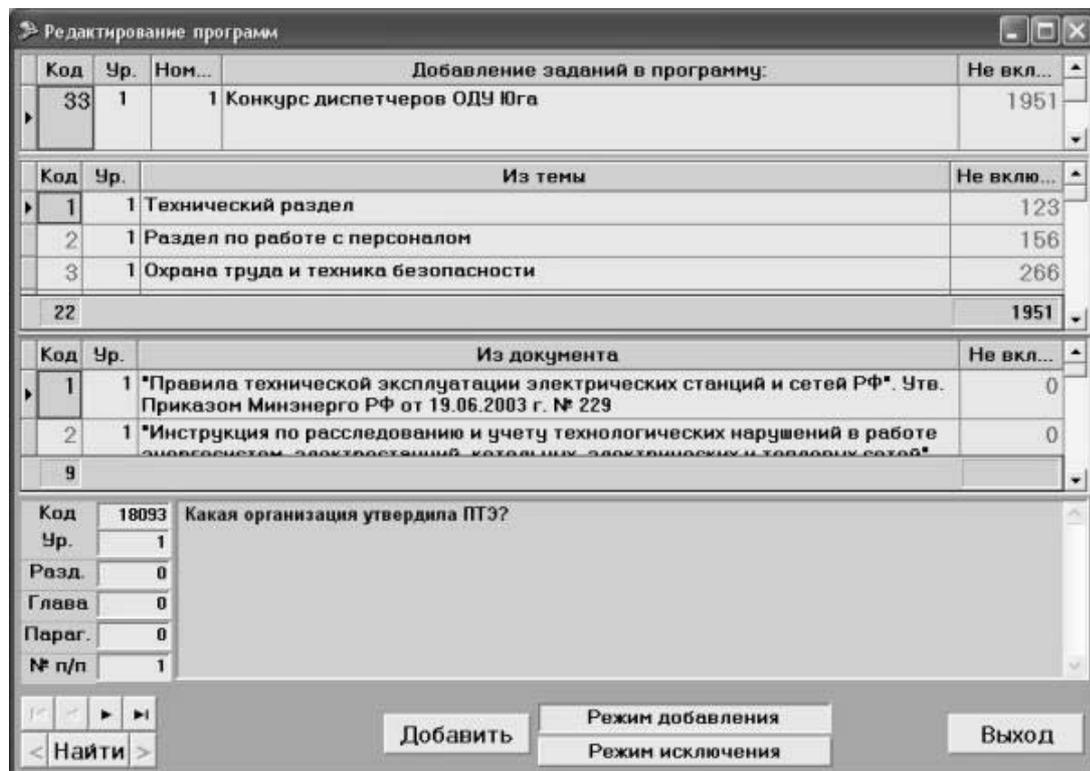


Рис. 77

## ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

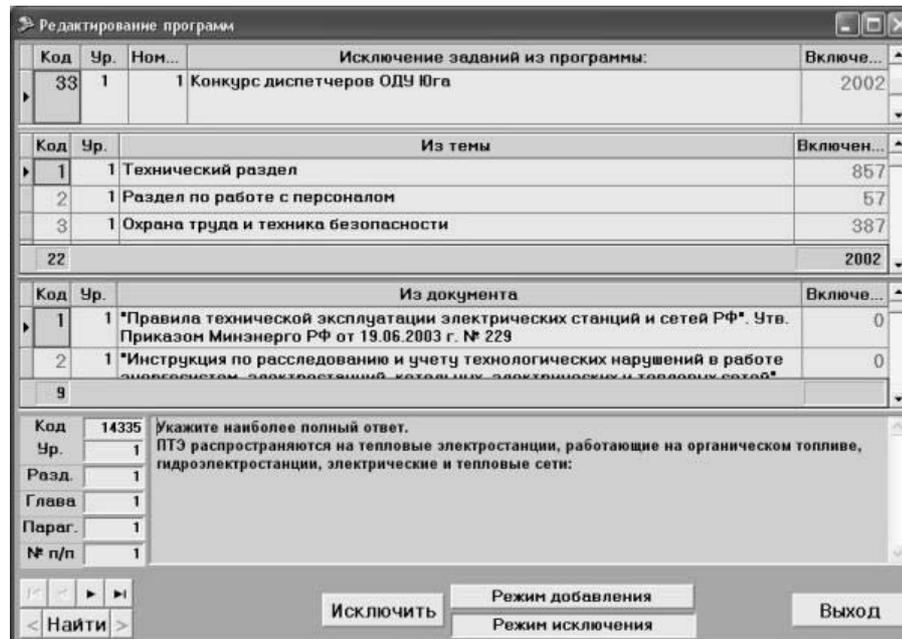


Рис. 78

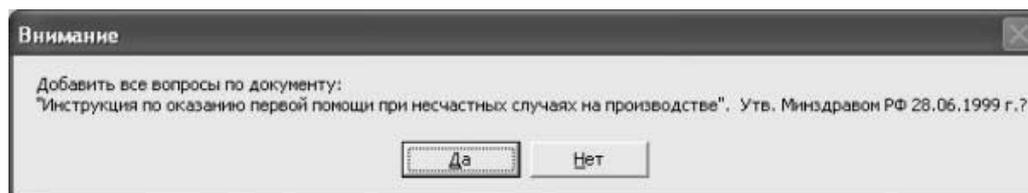


Рис. 79.

ввода на окно отображения текста вопроса (кликнуть мышкой по окну вопроса) и нажать кнопку «Добавить».

Для добавления всех заданий по выбранной паре Тема-Документ, необходимо выбрать тему, документ, установить фокус ввода на список документов (кликнуть мышкой на нужный документ в списке), нажать кнопку «Добавить» и ответить «Да» на сообщение (рис. 79).

Для добавления всех заданий по всем документам выбранной темы, необходимо выбрать тему, установить фокус ввода на список тем, нажать кнопку «Добавить» и ответить «Да» на сообщение (рис. 80).

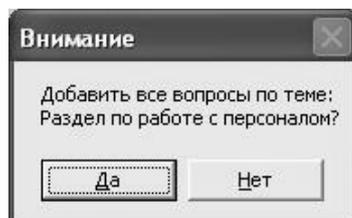


Рис. 80

Исключение тестовых заданий производится аналогично кнопкой «Исключить».

### Занесение тестовых заданий в программы

Пункт меню Тестовое задание → Программа открывает форму «Редактирование программ» (рис. 81). В верхней части формы расположены справочники тем, документов и тестовых заданий. Одновременно отображается только одно задание. Для листания заданий используется навигатор. Ниже расположены списки программ, содержащих (слева) и не содержащих (справа) выбранное задание.

Кнопки между списками программ позволяют:

-  — удалить выбранное задание из всех программ;
-  — включить выбранное задание во все программы;
-  — удалить выбранное задание из выбранной программы;
-  — включить выбранное задание в выбранную программу.

Выбранная программа либо подсвечена зеленым цветом, либо обведена жирной линией.

## ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

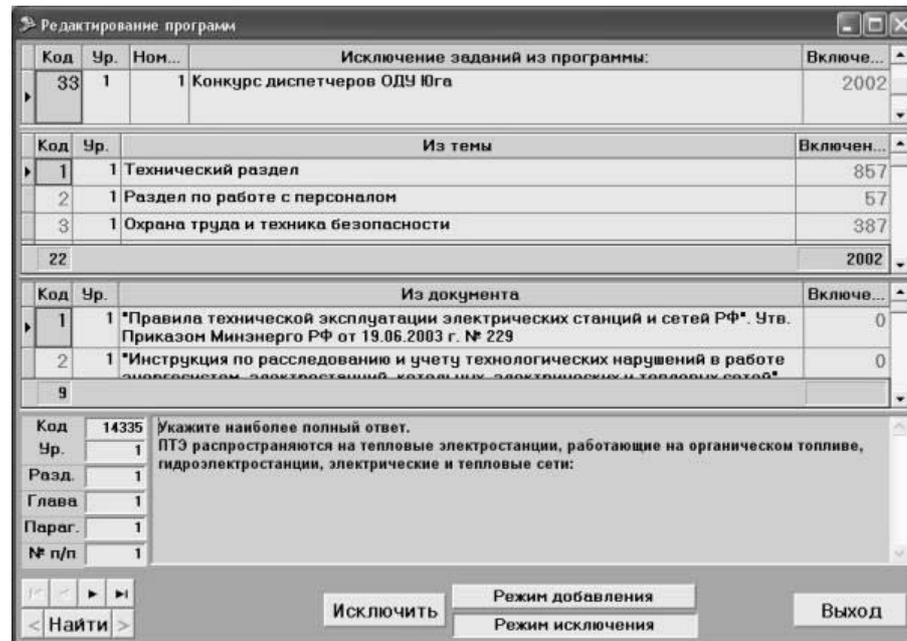


Рис. 81

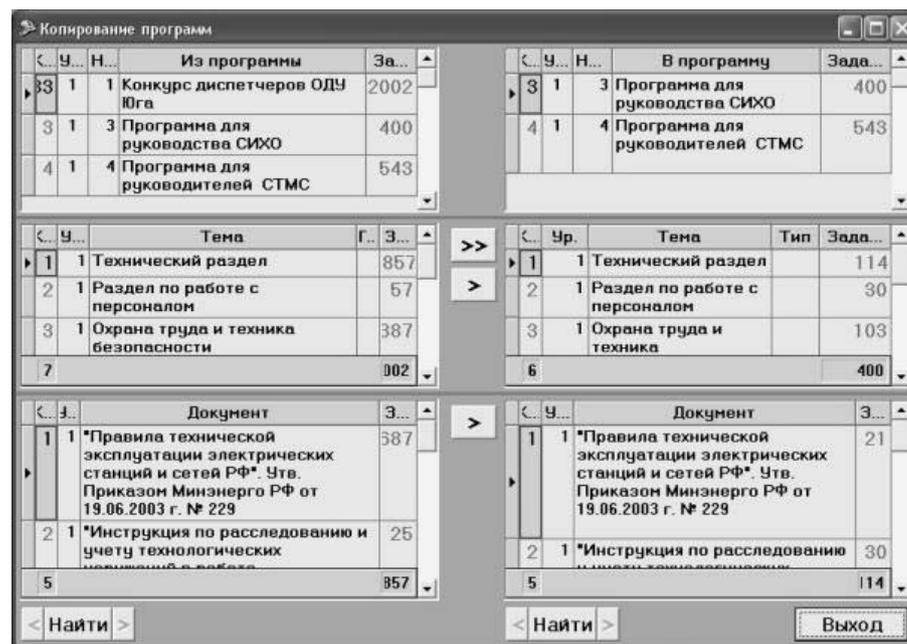


Рис. 82

### Копирование программ

Еще одним способом наполнения программ является полное или частичное копирование тестовых заданий из одной программы в другую. Кнопка «Копирование программ» на главной форме модуля «Эксперт-Диспетчер (Тест)» (Конструктор) открывает форму «Копирование программ» (рис. 82).

В левой части формы отображаются программа, темы и документы, тестовые задания из которых мо-

гут быть включены в программу из правой части. Выбранные строки справочников подсвечиваются зеленым цветом.

Для полного копирования всех тестовых заданий из одной программы в другую, необходимо:

- выбрать в левой части программу, из которой производится копирование;
- выбрать в правой части программу, в которую производить запись;

## ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

Код	Ур.	Из темы	Заданий
1	1	Технический раздел	980
2	1	Раздел по работе с персоналом	213
3	1	Охрана труда и техника безопасности	653
22			3953

Код	Ур.	Перенести документ	Заданий
1	1	"Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ". Утв. Приказом Минэнерго РФ от 19.06.2003 г. № 229	723
2	1	"Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей". Утв. Минэнерго РФ 29.12.2000 г.	51
3	1	"Порядок передачи информации о нарушениях в работе энергопредприятий и энергосистем". Утв. РАО "ЕЭС России" 15.11.2001 г.	83
9			980

Код	Ур.	В тему	Заданий
2	1	Раздел по работе с персоналом	213
3	1	Охрана труда и техника безопасности	653
4	1	Промышленная безопасность	0
5	1	Технологический раздел	642
6	1	Раздел по пожарной безопасности	116
21			2973

Перенести      Выход

Рис. 83

— нажать кнопку 

Для копирования всех тестовых заданий по всем документам конкретной темы из одной программы в другую, необходимо:

- выбрать в левой части программы, из которой производится копирование;
- выбрать в правой части программы, в которую производить запись;

— выбрать в левой части тему, из которой производить копирование;

— нажать кнопку  , расположенную рядом со справочниками тем.

Для копирования всех тестовых заданий по конкретной паре Тема-Документ из одной программы в другую, необходимо:

- выбрать в левой части программы, из которой производится копирование;

K...	Дата	ФИО	Оценка	След. да...	Тип теста	Программа	Время	Всего вопр
118	19.09.2	Петров И.И.	2	18.09.2009	Стандарт	Конкурс дис	0	20
118	19.09.2	Петров И.И.	2	18.09.2009	Стандарт	Конкурс дис	0	20
118	19.09.2	Колсанов Ге	2	18.09.2009	Стандарт	Конкурс дис	0	50
118	19.09.2	Петров И.И.	2	18.09.2009	Стандарт	Конкурс дис	0	300
118	20.09.2	Петров И.И.	2	19.09.2009	Стандарт	Конкурс дис	0	20
118	20.09.2	Петров И.И.	2	19.09.2009	Стандарт	Конкурс дис	0	40
118	20.09.2	Московцев С	2	19.09.2009	Стандарт	Конкурс дис	0	35
118	20.09.2	Грачев В.А.	2	19.09.2009	Стандарт	Программа	0	40
118	20.09.2	Петров И.И.	2	19.09.2009	Стандарт	Конкурс дис	1	40
119	20.09.2	Петров И.И.	2	19.09.2009	Стандарт	Конкурс дис	0	15
119	20.09.2	Петров И.И.	2	19.09.2009	Стандарт	Конкурс дис	0	10
119	20.09.2	Петров И.И.	2	19.09.2009	Стандарт	Программа	0	30
119	20.09.2	Петров И.И.	2	19.09.2009	Стандарт	Конкурс дис	0	20
119	20.09.2	Петров И.И.	2	19.09.2009	Стандарт	Программа	0	30
119	20.09.2	Тлисов В.А.	2	19.09.2009	Стандарт	Программа	1	31
120	20.09.2	Петров И.И.	2	19.09.2009	Стандарт	Программа	2	36
120	22.09.2	Ясенский С.Б	2	21.09.2009	Электрон		0	2
120	22.09.2	Петров И.И.	2	21.09.2009	Электрон		0	3
120	20.10.2	Гребенников	2	01.01.2008	Стандарт	Программа	4	60

Удалить      Выбрать      Выход

Рис. 84

- выбрать в правой части программу, в которую производить запись;
- выбрать в левой части тему, из которой производить копирование;
- выбрать в левой части документ, из которого производить копирование;
- нажать кнопку , расположенную рядом со справочниками документов.

В процессе копирования производится проверка: если тестовое задание из копируемой программы еще не включено в пополняемую программу, оно будет дописано в последнюю. Иначе задание будет пропущено.

### Перенос документов

Перемещение документов из одной темы в другую означает автоматический перенос тестовых заданий, связанных с парой Старая\_Тема-Документ, в пару Новая\_Тема-Документ. При этом Старая\_Тема-Документ удаляется.

Кнопка «Перенос документов» открывает соответствующую форму (рис. 83). В верхней части формы расположен список тем, в котором нужно выбрать Старую\_Тему. Ниже расположен список документов, входящих в эту тему, и количество заданий, связанных с парой Старая\_Тема-Документ. В этом списке необходимо выбрать Документ. В нижней части формы располагается список тем, из которого нужно выбрать Новую\_Тему. Выбранные записи подсвечиваются зеленым цветом. После выбора всех элементов нужно нажать кнопку «Перенести».

### Работа с протоколом тестирования

Функции, вызываемые кнопкой «Протокол», позволяют обрабатывать результаты тестирования: знакомиться с хранящимися в базе данных протоколами тестирования, получать их распечатки или сохранять тексты протоколов в файловой системе, а также удалять устаревшие протоколы. После нажатия этой кнопки появляется форма «Протоколы» (рис. 84), позволяющая выбрать и удалить один или несколько протоколов из списка.

Для выбора нескольких программ, идущих подряд, необходимо:

- установить курсор на первую программу списка;
- нажать и удерживать клавишу Shift;
- установить курсор на последнюю программу списка.

Для выбора нескольких программ в произвольном порядке необходимо нажать и удерживать клавишу Ctrl и последовательно отметить нужные строки.

Кнопка «Удалить» удаляет выбранные один или несколько (подсвеченный зеленым цветом) протоколов из БД. В остальном, работа с протоколами в модуле Конструктор аналогична работе с протоколами в модуле Тестирование.

*(Продолжение в следующем номере)*

## НОВОСТИ

### Диспетчеры энергосистем России, Беларуси и стран Балтии перешли на новые принципы взаимодействия

01 июля 2008 г. в 00 часов 00 минут мск. функции по координации работы ЕЭС России с энергосистемами Латвии, Литвы и Эстонии переданы филиалу Системного оператора Объединенному диспетчерскому управлению (ОДУ) Северо-Запада.

Передача ОДУ Северо-Запада функций координации работы ЕЭС России с энергосистемами стран Балтии осуществлена в рамках перехода на новые принципы организации оперативно-диспетчерского управления энергосистемами Электрического Кольца Белоруссии, России, Эстонии, Латвии и Литвы (ЭК БРЭЛЛ).

Переходу на новые принципы организации оперативно-диспетчерского управления энергосистемами ЭК БРЭЛЛ предшествовал большой объем работ, включавший изучение деловых процессов, действующих в ЭК БРЭЛЛ, разработку технологической документации, подготовку персонала, организацию каналов связи для передачи в ОДУ Северо-Запада телеметрической информации из энергосистем ЭК БРЭЛЛ и другие работы.

Завершающим этапом комплекса организационно-технических мероприятий по передаче в ОДУ Северо-Запада функций по координации режимов работы ЕЭС России с энергосистемами стран Балтии стало проведение 4 июня в Москве и 19 июня в Санкт-Петербурге на базе центров тренажерной подготовки персонала международных противоаварийных тренировок. В них приняли участие специалисты ОАО «СО ЕЭС», РУП «ОДУ» (Беларусь), ОУ «Pohivork» (Эстония), AS Augstsprieguma tīkls (Латвия) и «Lietuvos energija» АВ (Литва).

Решение о переходе на новые принципы организации оперативно-диспетчерского управления было принято на встрече руководителей Сторон Соглашения о параллельной работе энергосистем БРЭЛЛ в декабре 2007 года.

## ОТВЕТЫ НА ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ЗАДАЧИ

### Задание №1

1. После поступления доклада от дежурного ПС Восточная о срабатывании газовой защиты на сигнал диспетчер должен отключить трансформатор Т-1 ПС Восточная. Дать команду дежурному электромонтеру отключить трансформатор Т-1 с низкой и средней стороны, затем отключить выключатель Т-1 на стороне 110 кВ.

2. Ввести по аварийной готовности в работу трансформатор Т-2, перевести всех потребителей на питание от трансформатора Т-2.

3. Дать команду дежурному электромонтеру ПС Восточная на осмотр трансформатора Т-1, отбор проб газа из газового реле и масла. Возможность дальнейшей работы трансформатора Т-1 определяется после получения результатов анализа газа, масла, измерений и испытаний, определяющих его состояние.

(Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 4.1.9.).

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 6.2.1.8).

### Задание №2

1. После поступления докладов от дежурных ПС Светлая и ПС Южная, дать команду дежурному ПС Светлая включить выключатель Л-255 (опробование линии Л-255). При успешном включении выключателя Л-255 ПС Светлая, дать команду дежурному электромонтеру ПС Южная включить выключатель Л-255 и замкнуть линию Л-255 в транзит.

2. Если выключатель Л-255 ПС Светлая при опробовании линии 110 кВ Л-255 снова отключится, необходимо проверить линию устройством определения места повреждения (УОМП).

Если повреждения не обнаружено, линия опробуется напряжением. При обнаружении УОМП повреждения послать ОВБ на осмотр линии Л-255 и ПС Новая. По результатам осмотра принимать дальнейшие действия. При обнаружении повреждения на ПС Новая необходимо отключить разъединитель ЛР-255-1 ПС Новая, затем подать напряжение на линию и замкнуть линию в транзит. При обнаружении повреждения на линии Л-255 вывести линию Л-255 в ремонт.

(Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 3.4.1, 3.4.3, 3.4.5).

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 6.4.10 – 6.4.11).

### Задание №3

1. После поступления докладов от дежурных ПС Победа и ПС Восточная дать команду дежурному ПС Победа перевести питание потребителей на трансформатор Т-1, отключить все разъединители 2СШ 110 кВ ПС Победа и разъединитель СМВ 1 СШ 110 кВ, включить отключенный разъединитель ремонтной перемычки.

2. Далее дать команду дежурному ПС Восточная включить выключатель Л-83, подать напряжение на Л-83 и запитать потребителей ПС Победа. Получить сообщения от дежурных ПС Восточная и ПС Победа, далее включить выключатель Л-254 с контролем синхронизма на ПС Южная.

(Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 4.3.3).

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 6.2.4.4, 6.2.4.6).

## НОВОСТИ

### Системный оператор перешел к новой схеме расчета плана балансирующего рынка

*В ОАО «СО ЕЭС» успешно осуществлен переход на управление режимами ЕЭС России с дополнительным расчетом плана балансирующего рынка – ПБР-12.*

В ОАО «СО ЕЭС» успешно осуществлен переход на управление режимами ЕЭС России с дополнительным расчетом плана балансирующего рынка — ПБР-12.

Переход на управление режимами с расчетом ПБР-12 стал возможен благодаря уникальному программно-аппаратному комплексу на базе серверов IBM System x3950 и новому программному обеспечению для проведения конкурентного отбора ценовых заявок и оперативного планирования режимов в рамках балансирующего рынка. Специально разработанная 64-разрядная версия программного пакета «OpAM», предусматривающая распараллеливание вычислительных процессов, позволяет значительно повысить темпы осуществления всех регламентных операций и расчетов планов балансирующего рынка на Единой расчетной модели.

По словам директора по развитию и сопровождению рынков ОАО «СО ЕЭС» Федора Опадного, внедрение ПБР-12 является важным шагом в совершенствовании работы балансирующего рынка, оно способствует более точному и оптимальному планированию графиков работы генерации и формированию адекватных реальному состоянию энергосистемы ценовых сигналов. В ближайшее время Системным оператором планируется запуск ПБР-04.

На сегодняшний день Единая расчетная модель (ОЭС Европейской части и ОЭС Сибири) включает в себя: 7826 узлов, 11962 ветви, 542 станции, 2109 генераторов, 462 контролируемых сечения.

ЦЕНА УКАЗЫВАЕТСЯ ПО ПОДПИСНОМУ КАТАЛОГУ

АГЕНТСТВА «РОСПЕЧАТЬ»

Ф. СП-1

<b>АБОНЕМЕНТ</b> на журнал		<b>18256</b>	
(наименование издания) <b>Оперативное управление в электроэнергетике</b>		Индекс издания	
в электроэнергетике		Количество комплектов	

на 2009 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда \_\_\_\_\_ (почтовый индекс) \_\_\_\_\_ (адрес)

Кому \_\_\_\_\_ (фамилия, инициалы)

---

**ДОСТАВочная КАРТОчка**  
на журнал **18256**  
(индекс издания)

пв	место	ли-тер

**Оперативное управление в электроэнергетике**  
(наименование издания)

Стоимость	подписки	--- руб. --- коп.	Количество комплектов
	Перед-ресошки	--- руб. --- коп.	

на 2009 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда \_\_\_\_\_ (почтовый индекс) \_\_\_\_\_ (адрес)

Кому \_\_\_\_\_ (фамилия, инициалы)

ЦЕНА УКАЗЫВАЕТСЯ ПО ПОДПИСНОМУ КАТАЛОГУ

«ПОЧТА РОССИИ»

Ф. СП-1

<b>АБОНЕМЕНТ</b> на журнал		<b>12774</b>	
(наименование издания) <b>Оперативное управление в электроэнергетике</b>		Индекс издания	
в электроэнергетике		Количество комплектов	

на 2009 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда \_\_\_\_\_ (почтовый индекс) \_\_\_\_\_ (адрес)

Кому \_\_\_\_\_ (фамилия, инициалы)

---

**ДОСТАВочная КАРТОчка**  
на журнал **12774**  
(индекс издания)

пв	место	ли-тер

**Оперативное управление в электроэнергетике**  
(наименование издания)

Стоимость	подписки	--- руб. --- коп.	Количество комплектов
	Перед-ресошки	--- руб. --- коп.	

на 2009 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда \_\_\_\_\_ (почтовый индекс) \_\_\_\_\_ (адрес)

Кому \_\_\_\_\_ (фамилия, инициалы)

**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ  
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен оттиск кассовой машины.

При оформлении подписки (переадресовки) без кассовой машины на абонементе проставляется оттиск календарного штемпеля отделения связи. В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией об оплате стоимости подписки (переадресовки).

Для оформления подписки на газету или журнал, а также для переадресования издания бланк абонемента с доставочной карточкой заполняется подписчиком чернилами, разборчиво, без сокращений, в соответствии с условиями, изложенными в подписных каталогах.

Заполнение месячных клеток при переадресовании издания, а также клетки «ПВ-МЕСТО» производится работниками предприятий связи и подписных агентств.

**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ  
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен оттиск кассовой машины.

При оформлении подписки (переадресовки) без кассовой машины на абонементе проставляется оттиск календарного штемпеля отделения связи. В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией об оплате стоимости подписки (переадресовки).

Для оформления подписки на газету или журнал, а также для переадресования издания бланк абонемента с доставочной карточкой заполняется подписчиком чернилами, разборчиво, без сокращений, в соответствии с условиями, изложенными в подписных каталогах.

Заполнение месячных клеток при переадресовании издания, а также клетки «ПВ-МЕСТО» производится работниками предприятий связи и подписных агентств.

# ЗАО «Независимая тиражная служба»

Почтовый адрес: 107031, г. Москва, а/я 49

## Образец заполнения платежного поручения

В ГРАФЕ «НАЗНАЧЕНИЕ ПЛАТЕЖА» ОБЯЗАТЕЛЬНО УКАЗЫВАТЬ ТОЧНЫЙ АДРЕС ДОСТАВКИ ЛИТЕРАТУРЫ И ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКАЗЫВАЕМЫХ ЖУРНАЛОВ.

ДОСТАВКА ИЗДАНИЙ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ПО ПОЧТЕ ЦЕННЫМИ БАНДЕРОЛЯМИ ЗА СЧЕТ РЕДАКЦИИ. В СЛУЧАЕ ВОЗВРАТА ЖУРНАЛОВ ОТПРАВИТЕЛЮ, ПОЛУЧАТЕЛЬ ОПЛАЧИВАЕТ СТОИМОСТЬ ПОЧТОВОЙ УСЛУГИ ПО ВОЗВРАТУ И ДОСЫЛУ ИЗДАНИЙ ПО ИСТЕЧЕНИИ 15 ДНЕЙ.

### Получатель

ИНН 7718644205 \ КПП 771801001

сч. № 40702810238180136003

ЗАО «Независимая тиражная служба»

Вернадское ОСБ №7970

### Банк получателя

Сбербанк России ОАО, г. Москва

БИК 044525225

к/сч. № 30101810400000000225

СЧЕТ № 1Ж9 от \_\_\_\_ 2008

Покупатель:

Расчетный счет №:

Адрес:

№№ п/п	Предмет счета (наименование издания)	Кол-во экз.	Цена за 1 экз.	Сумма	НДС, %	Всего
1	«ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ. ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА И ПОДДЕРЖАНИЕ ЕГО КВАЛИФИКАЦИИ» Подписка на I полугодие 2009 г.	3	440	1320	Не обл.	1320
<b>ИТОГО:</b>						

### ВСЕГО К ОПЛАТЕ:

Генеральный директор:

Главный бухгалтер:



*К.А. Москаленко* К.А. Москаленко

*Л.В. Москаленко* Л.В. Москаленко

М.П.

### ВНИМАНИЮ БУХГАЛТЕРИИ!

В ГРАФЕ «НАЗНАЧЕНИЕ ПЛАТЕЖА» ОБЯЗАТЕЛЬНО УКАЗЫВАТЬ ТОЧНЫЙ АДРЕС ДОСТАВКИ ЛИТЕРАТУРЫ (С ИНДЕКСОМ) И ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКАЗЫВАЕМЫХ ЖУРНАЛОВ.

ОПЛАТА ДОСТАВКИ ЖУРНАЛОВ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ИЗДАТЕЛЬСТВОМ.

НДС НЕ ВЗИМАЕТСЯ (УПРОЩЕННАЯ СИСТЕМА НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ).

ДАННЫЙ СЧЕТ ЯВЛЯЕТСЯ ОСНОВАНИЕМ ДЛЯ ОПЛАТЫ ПОДПИСКИ НА ИЗДАНИЯ ЧЕРЕЗ РЕДАКЦИЮ И ЗАПОЛНЯЕТСЯ ПОДПИСЧИКОМ. СЧЕТ НЕ ОТПРАВЛЯТЬ В АДРЕС ИЗДАТЕЛЬСТВА.

