

**Журнал  
«ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ  
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ.  
ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА  
И ПОДДЕРЖАНИЕ ЕГО  
КВАЛИФИКАЦИИ»  
№2/2008**

Редакционный совет:  
В.П. Будовский, к.т.н., доцент  
В.Т. Воронин, к.т.н.  
Ю.Г. Кононов, д.т.н.  
М.Ш. Мисриханов, д.т.н.

Главный редактор:  
Валерий Павлович Будовский

тел.: +7 8 (916) 497-07-95  
+7 (495) 621-99-98

e-mail: dispatcher@inbox.ru  
http://oue.promtransizdat.ru

Издательский дом «ПАНОРАМА»  
107031, Москва, а/я 49

По вопросам подписки  
тел. +7 (495) 621-99-98,  
625-96-11

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

Подписано в печать 20.03.08.  
Формат 60x88/8.  
Бумага офсетная.  
Печ. л. 7.  
Печать офсетная.  
Заказ №



## ГЛАВНЫЕ ТЕМЫ НОМЕРА

### ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

Релейная защита и автоматика, противоаварийная автоматика. Организация взаимодействия служб релейной защиты и автоматики в ЕЭС России

Стандарт организации ОАО РАО ЕЭС России.

*Надежность и устойчивость работы региональных электроэнергетических систем (РЭС), объединенных электроэнергетических систем (ОЭС), а также Единой электроэнергетической системы России (ЕЭС) в целом в значительной мере зависят от совершенства систем и устройств РЗА и эффективности управления ими.*

*В целях недопущения снижения надежности и устойчивости РЭС, ОЭС, ЕЭС Стандартом предусматривается создание и формальное закрепление новых форм управления системами и устройствами РЗА и взаимодействия служб и подразделений, занимающихся вопросами внедрения, управления и эксплуатации устройств и систем РЗА.*

### ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

Сценарии энергетической политики до 2050 года

Предварительные результаты 2-го этапа исследования, представленные на Исполнительной ассамблее МИРЭС в Таллинне, Эстония, сентябрь 2006 года (*Продолжение*)  
Регион Азии

*Сценарии энергетической политики — это не прогнозы. Сценарии — это своего рода сюжеты того, что может произойти в будущем, если реализуются определенные предпосылки и предположения, на которых строится развитие этих сюжетов. Они ни в коей мере не являются определителями будущего развития.*

*Сценарии дают возможность творчески и соиздательно анализировать развитие в будущем при тех или иных условиях и проводимой в этих условиях энергетической политике. В сценариях закладываются попытки дать ответы на те ключевые вопросы, которые у нас возникают при оценках нашего энергетического будущего. Если правильно пользоваться сценариями, появляется возможность моделировать будущее и лучше понимать влияние тех или иных событий и действий на глобальное и региональное энергетическое развитие в ближайшие десятилетия. Сценарии являются средством описания будущего без привязки к субъективно оцениваемым вероятностям. Вместо того чтобы оценивать по отдельности вероятность какого-либо события или сочетания отдельных событий и действий, как это предполагается при прогнозировании, сценарий позволяет представить вполне вероятную и убедительную общую картину будущего, основанную на ряде гипотез развития, внутренне присущих реалиям времени и обстоятельствам.*

### ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Кононов Ю.Г., Межов М.В.

Повышение точности моделирования трансформаторов при оптимизации режимов электрических сетей 0,38–110 кВ

*При использовании программ оптимизации режимов применяют, как правило, те же расчетные схемы, что и для расчетов установившихся режимов, основанные на применении Г-образных схем замещения двухобмоточных трансформаторов с неизменными параметрами. Это приводит к методическим погрешностям в результатах оптимизации и перерасходу оптимизируемой функции (потерь мощности и электроэнергии) при реализации оптимальных управляющих воздействий. Целью настоящей работы являлось исследование возможных путей повышения точности моделирования трансформаторов при оптимизации режимов электрических сетей.*

## Содержание

<b>СЛОВО ИЗДАТЕЛЯ</b> .....	3
К читателям .....	4
 <b>ХРОНИКА</b>	
Председатель Правления ОАО «СО — ЦДУ ЕЭС» Борис Аюев принял участие в I Съезде работников энергетического комплекса Сибири .....	5
Состоялось совместное совещание технологических служб Системного оператора .....	5
Системный оператор стал участником Соглашения энергосистем БРЭЛЛ .....	6
Поздравляем! ОДУ Юга — 50 лет! .....	7
Системный оператор совершенствует процесс управления электрическим кольцом Белоруссии, России, Эстонии, Латвии и Литвы (БРЭЛЛ) .....	8
 <b>ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ</b>	
Релейная защита и автоматика, противоаварийная автоматика. Организация взаимодействия служб релейной защиты и автоматики в ЕЭС России. Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ» .....	9
 <b>АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ</b>	
Диспетчерские задачи .....	36
 <b>ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ</b>	
Повышение точности моделирования трансформаторов при оптимизации режимов электрических сетей 0,38–110 кВ .....	37
 <b>РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ</b>	
Рынок электроэнергии начинает подчиняться своим закономерностям .....	44
Либерализация трансграничной торговли .....	45
 <b>ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ</b>	
Мировой энергетический совет (МИРЭС) .....	47
 <b>ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ</b>	
Подходы к автоматизированной поддержке оценивания действий диспетчеров в режимном тренажере .....	54
<b>БИБЛИОГРАФИЯ</b> .....	57
<b>ОТВЕТЫ НА ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ЗАДАЧИ</b> .....	60

## РЕКЛАМА — ДВИГАТЕЛЬ ТОРГОВЛИ

**К**аждый из нас, видимо, не раз убеждался в справедливости вышесказанного.

Вообще, как я понимаю, отношение к рекламе у нас по жизни неоднозначное. Особенно у телезрителей. Многих она раздражает, но вот, просматривая в вагоне СВ хороший фильм, я понял, что мне не хватает рекламы! Причина житейская: если надо выйти, но просмотр прерывать не хочется — рекламная пауза — самое то.

Или представим, что мы работаем на комбинате, производящем соки «Тонус». Услышав по ТВ рекламу сока («Надо, чтобы тонус был в тебе»), думаю, мы испытаем некую гордость: «Вот, о нашем соке говорят».

...В июле прошлого года на семейном совете мы постановили, что моя супруга и младший сын поедут отдохнуть за границу; они еще не были за рубежом, а год выдался хороший, но напряженный и хлопотный.

Самим такую поездку организовать, мы понимали, сложно. Но нам в почтовый ящик время от времени попадал бесплатный — но очень красивый — журнал о путешествиях одной известной турфирмы, которая, как оказалось, находилась недалеко от места, где мы живем, и еще было два или три отделения. Загранпаспортов у нас не было, но турфирма, как выяснилось, оказывала и такую услугу. И вот, предварительно созвонившись, жена и сын поехали в ближайшее отделение.

Толчеи в фирме не было. Это и понятно: индивидуальные туры — продукт недешевый. Супруга и сын обсудили с менеджером маршрут, уточнили условия и порядок оплаты, взяли договор на оказание услуг и приехали домой. Как человек более опытный, я решил его изучить. Меня удивило, что договор о далеко не копеечных услугах содержал всего пару страниц. В первых его строках было сказано: мы предоставляем (или продаем — не помню точно) туристический продукт, его состав указан ниже. Но я не раз и не два проштудировал договор, а состава этого самого «турпродукта» так и не нашел! Читаю дальше: транспортные услуги «в состав турпродукта не входят». Что за ерунда? А как добираться? Нет, можно, конечно, в билетные кассы пойти, но хотелось не этого...

Возможно, это была просто не очень удачная формулировка, и билеты фирма нам бы купила. Но договор есть договор. А там — «не входят».

Знаете, уж очень шокирующей была разница между глянцевым журналом, издаваемым фирмой, и этим договором в два листка с противоречивым содержанием статей.

В итоге с этой фирмой было решено не работать. А с какой? Время-то идет.

...Надо сказать, что газета «Московский комсомолец», которую я тогда достаточно регулярно читал, еженедельно выходила с приложением о малом бизнесе. И вот, открывая очередной номер газеты, на последней полосе вкладыша нахожу статью Олега Николаевича Долгих — директора туристической фирмы «Юнион-Экспресс».

Рассказывая о работе своей фирмы, он подчеркивал: желания клиентов для нее закон. Хотите, чтобы к самолету, в котором прибыла ваша «драгоценная» на отдых, принесли букет ее любимых цветов — нет проблем. Скажите только, какие, какого цвета и сколько. Ну и многое другое в том же духе.

В газете не было ни телефона, ни e-mail, но с помощью рунета мы быстро отыскали это турагентство. О фирме было сказано, что она работает недавно — около года — но является правопреемником другого, старого и хорошо зарекомендовавшего себя турагентства. Выяснили, что его финансовым попечителем является ЗАО «Страховая группа «УралСиб» — очень серьезная организация.

Супруга с сыном поехали в офис «Юнион-Экспресс». Их встретили вежливо, отнеслись по-деловому. Я посмотрел привезенный договор на оказание туруслуг: другое дело! Восемь-десять страниц. Указаны и содержание турпродукта, и обязательства, и, конечно, трансфер.

Договор мы подписали, внесли аванс, отдали документы для получения загранпаспортов — все было сделано четко, в срок.

И вот уже Шереметьевский аэропорт, и Италия — Неаполь, затем остров Искья (он рядом с островом Капри, но поуютнее — так нам посоветовали в турфирме). Отдых в лучшем отеле (о нем недавно писал один серьезный «глянец»). Затем на «мерсе» в Рим, прогулки по Вечному городу, опять лучший отель, самолет Alitalia и — Москва. Восемнадцать дней пролетели незаметно.

Супруга и сын не забыли в благодарность купить и привезти в турфирму маленькие сувениры. Они были не просто довольны отдыхом, а потрясены.

... У журналистов рекламная статья, которая как бы и не рекламная, называется «джинсой». Но не будь этой «джинсы» в газете — не знаю, был бы у моей семьи такой замечательный и, главное, хорошо организованный отдых.

Ну а моя статья, читаемая вами, тоже «джинса»? Да. Но это и рассказ, и настоящий рекламный материал о туристической фирме «Юнион-Экспресс». Мы, журналисты, тоже недаром хлеб кушаем.

Адрес турфирмы «Юнион-Экспресс»: 119021, Россия, г. Москва, ул. Льва Толстого, дом 7, центральный вход, 1 этаж, домофон 911.

Телефон: + 7 495 720 20 40.

Адрес в интернете: <http://www.union-express.ru>

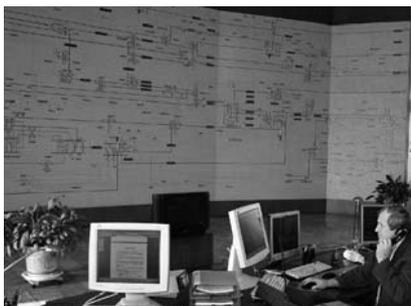
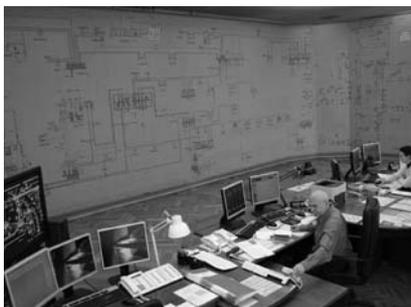
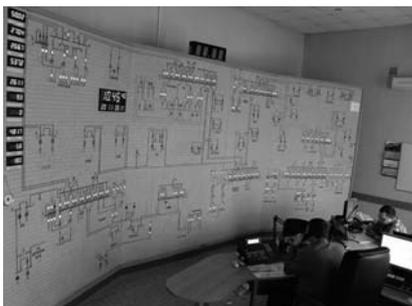
...Интересно, поможет ли этот материал отдохнуть кому-то так же хорошо, как в сентябре 2007 года отдохнула моя семья? Очень надеюсь.

И последнее. Дорогой читатель, а вы не хотите, чтобы рекламные материалы (можно и «джинсу») о товарах и услугах ваших фирм, предприятий и организаций появились в журналах ИД «Панорама» ([www.panor.ru](http://www.panor.ru))? Ведь помимо журнала, который вы сейчас читаете, Издательский дом выпускает еще более 100 изданий. Кроме того, информируя потенциальных подписчиков, «Панорама» рассылает до полумиллиона красочных буклетов: «Промышленность» (80 тыс. адресов), АПК (25 тыс. адресов) и т.д. Там тоже может быть ваша реклама!

А ведь реклама — это ...

Удачи!

*Искренне Ваш  
Кирилл Москаленко, бизнесмен*

**ОДУ Центра****Ивановское РДУ****Вологодское РДУ****Воронежское РДУ****Тверское РДУ****Орловское РДУ****Тамбовское РДУ****К читателям****Уважаемые коллеги!**

Надежность и устойчивость работы региональных электроэнергетических систем, объединенных электроэнергетических систем, а также Единой электроэнергетической системы России в целом в значительной мере зависит от совершенства систем и устройств РЗА и эффективности управления ими.

В целях недопущения снижения надежности и устойчивости энергосистем Системным оператором разработан Стандарт, который предусматривает создание и формальное закрепление новых форм управления системами и устройствами РЗА, взаимодействия служб и подразделений, занимающихся вопросами внедрения, управления и эксплуатации устройств и систем РЗА.

Потери электроэнергии в электрических сетях АО-энерго России превысили в 2001–2003 гг. 13% от отпуска электроэнергии в сеть. Снижение потерь, в первую очередь, может быть обеспечено разработкой и реализацией организационных мероприятий, не требующих значительных капитальных вложений. Одним из таких мероприятий является оптимизация режимов электрических сетей.

Этим и другим проблемам оперативного управления в электроэнергетике посвящен этот номер журнала.

**Главный редактор**
**Рязанское РДУ**

## Председатель Правления ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» Борис Аюев принял участие в I Съезде работников энергетического комплекса Сибири

*В Новосибирске состоялся I Съезд работников энергетического комплекса Сибири. В нем приняли участие полномочный представитель Президента Российской Федерации в Сибирском Федеральном округе Анатолий Квашнин, губернатор Новосибирской области Виктор Толоконский и более 280 делегатов из всех регионов Сибири. Системный оператор ЕЭС России представляли председатель Правления Борис Аюев и генеральный директор Объединенного диспетчерского управления (ОДУ) Сибири Владимир Лапин.*

Целями съезда стали консолидация профессионального сообщества для реализации стратегических программ модернизации электроэнергетики Сибирского федерального округа, обсуждение принципов построения системы отношений между предприятиями энергетики и органами власти в условиях завершения деятельности РАО «ЕЭС России» и расширения участия частного капитала в отрасли.

В резолюции, принятой съездом, отмечена необходимость дальнейшего развития законодательной и нормативной базы отрасли. Предложено сформировать координационные советы по электроэнергетике с участием представителей органов исполнительной

власти, предприятий электроэнергетического комплекса и крупных потребителей для обеспечения эффективного взаимодействия при решении задач обеспечения надежной работы и развития энергосистем.

«Сибирь — предмет особого внимания Системного оператора ЕЭС России, — отметил Борис Аюев. — Развитие экономики, увеличение объемов промышленного производства и строительства, наличие большого числа энергоемких потребителей и вызванный этими факторами интенсивный рост энергопотребления обуславливают особую важность работы по обеспечению системной надежности и развития ОЭС Сибири».

## Состоялось совместное совещание технологических служб Системного оператора

*13 декабря в Исполнительном аппарате Системного оператора впервые состоялось совместное совещание руководителей диспетчерских служб, служб электрических режимов, служб релейной защиты и автоматики Центрального диспетчерского управления и филиалов ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» ОДУ.*

Цель совещания — выработать единые подходы к работе с «Перечнем распределения объектов диспетчеризации по способу управления» — важнейшим документом в работе технологических служб Системного оператора на всех его иерархических уровнях.

В совещании приняли участие более трех десятков специалистов компании.

Открыл встречу заместитель главного диспетчера ОАО «СО — ЦДУ ЕЭС» Сергей Павлушко. Он обозначил основные принципы формирования документа и его структуру, перечислил основные проблемные вопросы, связанные с работой по формированию базы данных диспетчерского оборудования.

В течение нескольких часов обсуждались механизмы обеспечения единообразия Перечня, и важнейшим итогом встречи стала выработка единых критериев и правил для раздела «Противоаварийная и режимная автоматика».

«Это лишь первый этап работы по кардинальному улучшению структуры столь важного документа. Деятельность в этом направлении будет продолжаться, далее мы планируем работу по усовершенствованию раздела «Релейная защита», — отметил Сергей Павлушко — ведь от того, как мы сформируем Перечень, зависит удобство работы огромного числа специалистов как в Системном операторе, так и в других субъектах электроэнергетики».

## Системный оператор стал участником Соглашения энергосистем БРЭЛЛ

*Делегация Системного оператора ЕЭС России во главе с председателем Правления Б.И. Аюевым приняла участие в очередной, 5-й встрече руководителей Сторон Соглашения о параллельной работе энергосистем Белоруссии, России, Эстонии, Латвии и Литвы (БРЭЛЛ).*

11–12 декабря 2007 года в г. Риге (Латвия) состоялось заседание руководителей Сторон «Соглашения между Концерном «Белэнерго», ГАО «Latvenergo», РАО «ЕЭС России», АО «Eesti Energia» и АО «Lietuvos Energija» о параллельной работе энергосистем» (далее – Соглашение энергосистем БРЭЛЛ). В нем приняли участие первые руководители системных операторов и сетевых компаний Беларуси, России, Эстонии, Латвии и Литвы.

На заседании обсуждались актуальные вопросы обеспечения надежной и эффективной работы энергосистем Электрического кольца Беларуси, России, Эстонии, Латвии и Литвы (ЭК БРЭЛЛ), а также вопросы сотрудничества в рамках параллельной работы, развития рыночных отношений в сфере электроэнергетики.

Был подписан ряд нормативных и нормативно-технических документов по обеспечению оперативно-диспетчерского управления и обмена информацией, определены основные направления работ на 2008 год.

Одним из важнейших итогов заседания явилось подписание Дополнительного соглашения к Соглашению энергосистем БРЭЛЛ, в соответствии с которым ОАО «СО — ЦДУ ЕЭС» становится стороной данного соглашения и принимает на себя вытекающие из него права и обязанности в части функций по оперативно-диспетчерскому управлению при параллельной работе энергосистем БРЭЛЛ.

ОАО «СО — ЦДУ ЕЭС» с момента своего создания в 2002 году принимает активное участие в работе Комитета энергосистем БРЭЛЛ.

Включение Системного оператора ЕЭС России в число участников договоров и соглашений о параллельной работе ЕЭС России и энергосистем зарубежных стран необходимо для обеспечения надежности и эффективности оперативно-диспетчерского управления при совместной работе энергосистем.

Системному оператору ЕЭС России также было поручено руководство рабочей группой для разработки и реализации плана действий по подготовке оперативно-диспетчерского персонала энергосистем всех участников Соглашения.

### ЮБИЛЕИ

**Усенко Виктор Константинович,  
начальник Центра тренажерной подготовки персонала  
филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Востока**

**19 марта исполняется 60 лет начальнику Центра тренажерной подготовки персонала филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Востока Усенко Виктору Константиновичу.**



Общий стаж работы Усенко В. К. составляет более 37 лет, из них в энергетике — 29 лет, в том числе в ОДУ Востока работает с 1985 года.

Усенко В. К. начинал работу в ОДУ Востока в должности диспетчера, в 1986 году был назначен заместителем начальника, а в 1995 году — начальником диспетчерской службы. С 2006 года Виктор Константинович возглавил вновь созданную службу - Центр тренажерной подготовки персонала.

За время работы Усенко В. К. проявил себя квалифицированным специалистом, принципиальным и требовательным руководителем решающим сложные, нестандартные вопросы.

Настойчиво и с пониманием дела, целенаправленно проводит работу по организации процесса повышения квалификации оперативно-диспетчерского персонала Региональных диспетчерских управлений (РДУ) операционной зоны ОДУ Востока. Под его руководством в 2007 году проведен региональный тренинг оперативно-диспетчерского персонала РДУ ОЭС Востока.

Виктор Константинович делится опытом многолетней работы с молодыми специалистами, пользуется авторитетом и уважением в коллективе.

За высокий профессионализм, большой опыт работы в энергетике неоднократно награждался Почетными грамотами ОДУ Востока, имеет благодарности руководства, в 1998 году награжден Почетной грамотой РАО «ЕЭС России», в 2006 году объявлена благодарность Губернатора Хабаровского края.

Редакция журнала и коллеги из всех ЦТПП Системного оператора России сердечно поздравляют Виктора Константиновича с юбилеем, желают ему крепкого здоровья и дальнейших успехов в деле подготовки диспетчерского персонала ЕЭС России.

## Поздравляем! ОДУ Юга — 50 лет!

### Уважаемые коллеги!

От имени руководства и коллектива ОАО «Системный оператор — Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы» и от себя лично поздравляю Вас с юбилеем!



Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Юга России, созданное 50 лет назад, обеспечивает надежную работу объединенной энергосистемы тринадцати субъектов Южного федерального округа России.

Энергетика Юга России имеет богатую историю и славные традиции. В сороковых годах двадцатого столетия в единую энергосистему были объединены Днепрэнерго, Донбассэнерго и Ростовская энергосистема.

В декабре 1957 года была организована Объединенная диспетчерская служба Северного Кавказа.

Сегодня ОДУ Юга — динамичная, эффективная структура. В нее входят шесть филиалов, которые обеспечивают параллельную работу ЕЭС России с энергосистемами Украины, Азербайджана и Грузии. В зоне ответственности ОДУ Юга находятся стратегически важные регионы со сложной оперативной обстановкой.

Неровность ландшафта, неравномерность стока рек, протяженность ЛЭП по районам с интенсивным гололедообразованием, рост энергопотребления предъявляют повышенные требования к работе диспетчерских центров.

В этих непростых условиях своим ежедневным трудом Вы подтверждаете высокий профессиональный уровень, вносите весомый вклад в экономическое развитие региона и всей России.

Желаю всем крепкого здоровья, успехов в профессиональной сфере и личной жизни, дальнейшей эффективной работы на благо развития и укрепления российской энергетики!

*Председатель Правления  
ОАО «СО — ЦДУ ЕЭС»  
Б.И. Аюев*

## **Системный оператор совершенствует процесс управления электрическим кольцом Белоруссии, России, Эстонии, Латвии и Литвы (БРЭЛЛ)**

*ОАО «СО — ЦДУ ЕЭС» вводит в строй новый программно-аппаратный комплекс для долгосрочного планирования режимов энергетических систем на базе ПАК ПРЭС. Новый комплекс будет использоваться для планирования режимов Электрического кольца БРЭЛЛ.*

Системный оператор вводит в промышленную эксплуатацию программно-аппаратный комплекс, предназначенный для оценки долгосрочных энергетических режимов. Введение в строй нового комплекса позволит учитывать при планировании балансов электроэнергии и мощности все долгосрочные режимы работы энергетических систем, включая плановые ремонты сетевого и генерирующего оборудования.

Кроме того, запуск нового комплекса позволит оценивать возможные риски, связанные с выходом из строя тех или иных элементов энергосистем и автоматизировать принятие решений по ликвидации аварийных ситуаций и минимизации их влияния на надежность энергосистемы в целом.

Новый комплекс будет использоваться при формировании прогноза балансов электроэнергии и мощности как ЕЭС России, так и Электрического кольца БРЭЛЛ. Это стало возможным после того, как в декабре 2007 года странами-участниками Соглашения о параллельной работе энергосистем Белоруссии, России Эстонии, Латвии и Литвы (БРЭЛЛ) был принят Регламент формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели энергосистем ЭК БРЭЛЛ.

В соответствии с этим Регламентом начнется применения ПАК ПРЭС при формировании общих расчетных моделей энергосистем Электрического кольца БРЭЛЛ и скоординированного долгосрочного и краткосрочного планирования электроэнергетических режимов Кольца. При этом обрабатываемая с помощью ПАК ПРЭС информация представляется в формате согласованном в рамках БРЭЛЛ, что значительно упрощает работу диспетчерских центров стран-участниц по совместному планированию режимов сетей и генерирующих мощностей.

«Запуская новый комплекс в промышленную эксплуатацию, мы сокращаем время и труд наших специалистов на подготовку информации для участников БРЭЛЛ, повышаем точность и оперативность предоставления самой информации, — комментирует Максим Лелюхин, начальник Службы долгосрочного планирования энергетических режимов ОАО «СО — ЦДУ ЕЭС». — Теперь энергосистемы стран БРЭЛЛ больше не выглядят в наших расчетах как тупиковые ветки — они замкнулись в кольцо, повысилась наблюдаемость и точность прогнозирования, а значит, и надежность совместной работы энергосистем».

**РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА,  
ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА.  
ОРГАНИЗАЦИЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СЛУЖБ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ  
И АВТОМАТИКИ В ЕЭС РОССИИ.  
СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ»**

Дата введения — 30.11.2007

(Данная публикация не является официальным документом)

### Введение

Настоящий стандарт разработан в соответствии с требованиями Федерального закона № 184-ФЗ «О техническом регулировании», учитывает принятые в практике обслуживания систем и устройств релейной защиты и автоматики основные понятия по организации эксплуатации и оперативно-технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики.

Стандарт направлен на обеспечение:

- безопасного функционирования электроэнергетики;
- научно-технического прогресса в совершенствовании систем и устройств релейной защиты и автоматики ЕЭС России, а также технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем;
- технической и информационной совместимости в системах и устройствах релейной защиты и автоматики.

Стандарт содержит актуализированные действующие, а также новые нормы взаимодействия служб релейной защиты и автоматики.

### Область применения

Стандарт устанавливает принципы организации взаимодействия между службами (подразделениями) РЗА при выполнении ими функций по централизованному управлению системами и устройствами РЗА в иерархической структуре управления и при выполнении ими функций по децентрализованному управлению системами и устройствами РЗА в хозяйственной структуре управления и эксплуатации устройств РЗА, установленных на электростанциях и подстанциях субъектов электроэнергетики ЕЭС России, а также субъектов технологически изолированных региональных энергетических систем.

Стандарт регламентирует:

- разделение обязанностей между службами (подразделениями) РЗА при выполнении ими функций, отражающих системный характер РЗА;
- характер и объем информации, которой обмениваются службы РЗА для полноценного выполнения ими функций по обеспечению надежной работы систем и устройств РЗА.

Положения Стандарта предназначены для руководящего, оперативного, ремонтного, эксплуатационного, монтажно-наладочного персонала подразделений, занимающихся

вопросами РЗА, всех субъектов энергетики и потребителей электроэнергетики.

При организации взаимодействия между службами РЗА по вопросам, не отраженным в настоящем стандарте, необходимо руководствоваться принципами настоящих правил с учетом местных условий.

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

Стандарт определяет принципы организации взаимодействия между службами (подразделениями) РЗА в общем виде и не учитывает некоторые особенности, которые могут иметь место в реальной ситуации. Поэтому разрабатываемые на основе данного стандарта на местах положения о взаимоотношениях между реальными службами (подразделениями) РЗА должны учитывать эти особенности.

При этом передача документации между субъектами электроэнергетики, потребителями должна осуществляться в установленном порядке.

### Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие стандарты и иные нормативные документы:

- Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
- Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».
- Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике».
- Правила устройства электроустановок. Раздел 3. Защита и автоматика. (Минэнерго СССР, шестое издание переработанное и дополненное, 1987 г.)
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. (Утв. Приказом Минэнерго России № 229 от 19.06.2003. Зарегистрированы Минюстом РФ № 4799 20.06.2003).
- Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем (основные положения). (Утв. Минэнерго СССР 23.09.1986).
- Типовое положение о службах релейной защиты и электроавтоматики, РД 153-34.0-04.418-98.

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

### 1) Термины, определения и принятые сокращения

#### а. Термины и определения

Единая энергетическая система 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 (Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»).

Энергетическая система — совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима (работающих параллельно) в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и тепла при общем управлении этим режимом (Справочник «Термины и определения ОАО РАО «ЕЭС России», приложение к приказу ОАО РАО «ЕЭС России» № от 11.05.2005. № 296).

Объединенная энергосистема — совокупность нескольких энергетических систем, объединенных общим режимом работы, имеющая общее диспетчерское управление (Справочник «Термины и определения ОАО РАО «ЕЭС России», приложение к приказу ОАО РАО «ЕЭС России» № от 11.05.2005. № 296).

Электрическая сеть — совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории (ПУЭ-87).

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.

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

Объекты электросетевого хозяйства — линии электропередачи, трансформаторные и иные подстанции, распределительные пункты и иное предназначенное для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии оборудование (Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»).

Субъекты электроэнергетики — лица, осуществляющие деятельность в сфере электроэнергетики, в том числе производство электрической и тепловой энергии, поставки (продажу) электрической энергии, энергоснабжение потребителей, предоставление услуг по передаче электрической энергии, оперативно — диспетчерскому управлению в электроэнергетике, сбыт электрической

энергии, организацию купли — продажи электрической энергии (Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»).

Потребители электрической и тепловой энергии (мощности) — лица, приобретающие электрическую и тепловую энергию для собственных бытовых и (или) производственных нужд (Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»).

Надежность энергосистемы — комплексное свойство энергетической системы, определяющее ее способность выполнять заданные функции по производству, передаче, распределению и потреблению электроэнергии при сохранении своих основных характеристик (при установленных отраслевыми правилами условиях эксплуатации) в допустимых пределах (Справочник «Термины и определения ОАО РАО «ЕЭС России», приложение к приказу ОАО РАО «ЕЭС России» № от 11.05.2005. № 296).

Устойчивость энергосистемы — способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму работы после различного рода возмущений (отключение генерирующей мощности, отключение нагруженных элементов сети, КЗ и т.п.).

Системный оператор Единой энергетической системы России (далее — системный оператор) — специализированная организация, осуществляющая единоличное 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 (Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»).

Диспетчерский центр — структурное подразделение организации-субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление режимом энергосистемы (Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике»).

Центр управления сетями — структурное подразделение сетевой компании, уполномоченное на осуществление в пределах закрепленной за ним зоне эксплуатационной ответственности оперативного управления и оперативного ведения подведомственными объектами диспетчеризации (Целевая организационно-функциональная модель оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России).

Операционная зона — территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр (Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике»).

Диспетчерское ведение — организация управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой технологические режимы или эксплуатационное состояние указанных объектов или установок изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром (Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике»).

Диспетчерское управление — организация управления технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при котором технологические режимы или эксплуатационное состояние указанных объектов или установок изменяются только по оперативной диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра (Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике».)

Оперативное управление — организация управления технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов изменяется по командам персонала, уполномоченного субъектом электроэнергетики.

Оперативное ведение — организация управления технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов изменяется с разрешения персонала, уполномоченного субъектом электроэнергетики.

Подразделение РЗА — подразделение субъекта электроэнергетики, потребителя, на которое возложены функции решения вопросов по РЗА энергообъектов, входящих в субъект.

Функции по централизованному управлению системами РЗА — функции, которые влияют на надежность ЕЭС России, ОЭС и РЭС и которые должны выполняться для обеспечения управления режимами ЕЭС России, ОЭС, РЭС. При выполнении этих функций требуется координация действий служб РЗА, которая выполняется системой оперативно-диспетчерского управления. На уровне ЕЭС России, ОЭС и РЭС эту координацию осуществляют «СО-ЦДУ ЕЭС» и его филиалами (ОДУ и РДУ).

Функции по децентрализованному управлению системами РЗА и эксплуатации технических средств РЗА — функции, которые также влияют на надежность ЕЭС России, ОЭС и РЭС. Эти функции не связаны с управлением режимами ЕЭС России, ОЭС, РЭС и не требуют координации действий со стороны системы оперативно-диспетчерского управления. К этим функциям, в первую очередь, относятся работы по техническому обслуживанию устройств РЗА непосредственно на электростанциях и подстанциях.

Устройства релейной защиты — устройства, предназначенные для автоматического отключения поврежденной ЛЭП, оборудования (как правило, при КЗ) от остальной, неповрежденной части энергосистемы при помощи выключателей, а также для действия на сигнал или отключение ЛЭП, оборудования в случаях опасных ненормальных режимов их работы.

Система релейной защиты — совокупность устройств релейной защиты на одном или нескольких энергообъектах, обеспечивающая выполнение функций отключения поврежденных ЛЭП, оборудования энергосистемы с заданными параметрами: селективности, скорости действия, чувствительности, надежности, степени резервирования (ближнего и дальнего).

Селективность релейной защиты (избирательность) — главное свойство системы РЗА отключать только поврежденный элемент энергосистемы при КЗ (выключателями данного элемента, а при отказе выключателя(ей)-ближайшими к повреждению выключателями). Это свойство дает возможность при наличии резервирования питания потребителей исключать перерывы в их электроснабжении.

Быстродействие релейной защиты — свойство системы РЗА отключать КЗ с минимальным временем, обеспечивающим:

- устойчивость параллельной работы генераторов в энергосистеме;
- увеличение пропускной способности линий электропередачи;
- уменьшение влияния снижения напряжения при КЗ на работу потребителей электроэнергии;
- уменьшение размеров разрушения поврежденного элемента энергосистемы;
- снижение вероятности перехода КЗ к более тяжелому виду, характерному увеличением тока КЗ и уменьшением напряжения в сети;
- повышение эффективности автоматического повторного включения;
- предотвращение возникновения недопустимых внутренних перенапряжений на электропередачах сверхвысоких напряжений.

Чувствительность релейной защиты — свойство системы (устройства) РЗА устойчиво (с определенным запасом) реагировать на изменение электрического параметра, на который настроена защита, при металлическом КЗ в ее зоне

Надежность устройства релейной защиты — способность устройства безотказно работать при возникновении повреждения в пределах установленной для него зоны и не работать неправильно, когда это не предусмотрено.

Надежность системы релейной защиты — способность системы РЗА безотказно работать с заданными параметрами при повреждениях в пределах зоны, контролируемой системой релейной защиты. Отказ в работе или неправильные срабатывания системы релейной защиты могут приводить к нарушению электроснабжения потребителей или к нарушению работы энергосистемы. Надежность системы релейной защиты обеспечивается:

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

1) качеством элементов и цепей, из которых состоит система;

2) высоким уровнем эксплуатации;

3) высоким уровнем централизованного управления;

4) степенью резервирования.

Ближнее резервирование — резервирование, которое обеспечивается установкой на защищаемом элементе дополнительных устройств релейной защиты от всех видов КЗ с временем действия равным или близким времени действия основной защиты и имеющих независимое от основной защиты питание по цепям оперативного тока, цепям ТН и ТТ

Дальнее резервирование — резервирование, которое обеспечивается наличием на смежных элементах электрической сети резервных защит с относительной селективностью, действующих при отказе защит защищаемого элемента

Устройства противоаварийной автоматики — устройства, предназначенные для действия при возникновении аварий в энергосистеме или опасных возмущениях в ней с целью предотвращения развития аварии или предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы и восстановления в послеаварийной схеме допустимого режима работы энергосистемы.

Система противоаварийной автоматики — совокупность устройств противоаварийной автоматики на нескольких энергообъектах, обеспечивающая выполнение функций предотвращения аварий и ликвидации их, если они все же возникнут, в ОЭС или ее узле.

Устройства режимной автоматики — устройства, предназначенные для действия в энергосистеме с целью поддержания (регулирования) ее основных параметров (напряжения, частоты, перетоков активной и реактивной мощности) в допустимых пределах.

Устройства РЗА I группы — устройства РЗА, находящиеся в диспетчерском управлении СО-ЦДУ ЕЭС.

Устройства РЗА II группы — устройства РЗА, находящиеся в диспетчерском управлении ОДУ.

Устройства РЗА III группы — устройства РЗА, находящиеся в диспетчерском управлении РДУ.

Устройства РЗА IV группы — устройства РЗА, находящиеся в оперативном управлении ФСК ЕЭС, РСК, и т.п., АЭС, ТЭС, ГЭС.

### б. Принятые сокращения

ЕЭС — Единая энергосистема России

ОЭС — Объединенная энергосистема

РЭС — Региональная энергосистема

ЕНЭС — Единая национальная электрическая сеть

АЭС — Атомная электростанция

ТЭС — Тепловая электростанция

ГЭС — Гидравлическая электростанция

СО-ЦДУ ЕЭС — Системный оператор ЕЭС России — ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»

ОДУ — Филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» — объединенное диспетчерское управление

РДУ — Филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» — региональное диспетчерское управление

ЦУС — Центр управления сетями

ФСК — Федеральная сетевая компания — ОАО «ФСК ЕЭС»

МЭС — Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» — магистральные электрические сети

ПМЭС — Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» — предприятие магистральных электрических сетей

«Росэнергоатом» — Федеральное государственное унитарное предприятие «Российский государственный концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях»

ОГК — Оптовая генерирующая компания

ТГК — Территориальная генерирующая компания

РГК — Региональная генерирующая компания

РСК — Распределительная сетевая компания

ПЭС — Предприятие электрических сетей, входящее в состав РСК

Эл. — электростанция

Потр. — Потребитель электроэнергии

РЗА — Релейная защита, технологическая электроавтоматика, режимная и противоаварийная автоматика электроэнергетической системы, автоматические осциллографы, регистраторы аварийных событий, регистраторы переходных режимов, устройства передачи аварийных команд для релейной защиты и противоаварийной автоматики

РЗ — Релейная защита

ПА — Противоаварийная автоматика

СРЗА — Служба релейной защиты и автоматики

Подр. — Подразделение

ЭТЛ — Электротехническая лаборатория (служба РЗА)

КЗ — Короткое замыкание (в электроустановке)

НТД — Нормативно-технические документы

ТЗ — Техническое задание

ЛЭП — Линия электропередачи

ОВ — Обходной выключатель

ШСВ — Шиносоединительный выключатель

СВ — Секционный выключатель

АРЧМ — Автоматическое регулирование частоты и активной мощности.

### 2) Общие положения

Надежность и устойчивость работы региональных электроэнергетических систем (РЭС), объединенных электроэнергетических систем (ОЭС), а также Единой электроэнергетической системы России (ЕЭС) в целом в значительной мере зависит от совершенства систем и устройств РЗА и эффективности управления ими.

В целях недопущения снижения надежности и устойчивости РЭС, ОЭС, ЕЭС Стандартом предусматривается создание и формальное закрепление новых форм управления системами и устройствами РЗА и взаимодействия служб и подразделений, занимающихся вопросами внедрения, управления и эксплуатации устройств и систем РЗА.

На основе Стандарта разрабатываются «Положения о взаимодействии и распределении функций между службами (подразделениями) РЗА субъектов электроэнергетики»

тики». «Положения...» являются основным документом, отражающим распределение функций системного значения по РЗА, которые выполняются службами РЗА при взаимодействии между собой, обеспечивая надежность и бесперебойность работы энергосистемы.

«Положения...» включаются (в виде приложений) в договор возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и являются его неотъемлемой частью. Также в договор включаются и являются его неотъемлемой частью все необходимые по «Положению...» перечни линий электропередачи и оборудования, для устройств РЗА которых расчет и задание уставок выполняет тот или иной субъект электроэнергетики.

### **3) Взаимодействие служб (подразделений) РЗА**

В целях обеспечения надежного функционирования систем и устройств РЗА должны выполняться в режиме реального времени основные требования, предъявляемые к ним: селективность, быстродействие, чувствительность, надежность, оптимальное резервирование.

Стандартом предусматривается централизованный подход к оперативному и техническому обслуживанию систем и устройств РЗА путем создания и реализации структуры взаимодействия служб (подразделений) РЗА как по централизованному управлению системами и устройствами РЗА (иерархическая структура управления), так и по децентрализованному управлению системами и устройствами РЗА в хозяйственной структуре управления и по эксплуатации устройств РЗА, установленных на электростанциях и подстанциях. Такая структура способна решать все вопросы по РЗА, включая вопросы системного характера и локального плана.

### **4) Функции, выполняемые службами (подразделениями) РЗА**

Функции, выполняемые службами (подразделениями) РЗА, подразделяются на функции по централизованному управлению системами и устройствами РЗА и на функции по децентрализованному управлению системами и устройствами РЗА и эксплуатации технических средств РЗА (рис. 1).

#### **а. Функции по централизованному управлению системами и устройствами РЗА**

К основным функциям по централизованному управлению системами и устройствами РЗА относятся:

- разработка или согласование технических требований к РЗА;
- согласование технических заданий на проектирование РЗА и самих проектов по ним;
- разработка схем замещения (моделей) региональной энергосистемы, ОЭС и ЕЭС России для расчета токов и напряжений при КЗ и других аварийных режимах;
- выполнение расчетов уставок и характеристик для настройки устройств РЗА;
- координация вывода устройств РЗА из работы для технического обслуживания (согласование планов-гра-

фиков технического обслуживания устройств РЗА, рассмотрение оперативных заявок и разрешение работ в части устройств РЗА и т.п.);

- разработка методических указаний по составлению инструкций для оперативного персонала по обслуживанию систем ПА и устройств РЗА, разработка самих инструкций;
- согласование программ испытаний электрооборудования и устройств РЗА при новом включении и специальных испытаниях, а также типовых программ по вводу в работу и выводу из работы линий электропередачи и электрооборудования;
- согласование пусковых схем при вводе в работу нового электрооборудования и линий электропередачи с необходимым объемом РЗА;
- контроль соответствия настройки устройств РЗА схемам первичных соединений и режимам работы линий электропередачи и электрооборудования;
- анализ функционирования систем и устройств РЗА в энергосистеме, ОЭС, ЕЭС России и разработка противоаварийных мероприятий по повышению надежности их работы и т.п.

Выполнение функций по централизованному управлению системами и устройствами РЗА осуществляется по иерархическому принципу.

Имеется четыре уровня по централизованному управлению системами и устройствами РЗА в иерархической структуре:

- уровень ЕЭС — высший уровень управления;
- уровень ОЭС — средний уровень управления;
- уровень РЭС — региональный уровень управления;
- уровень предприятия — низший уровень управления.

Высший уровень управления осуществляет служба РЗА СО—ЦДУ ЕЭС. Этот уровень решает вопросы по централизованному управлению системами и устройствами РЗА ЕЭС России, между смежными ОЭС и между ЕЭС России и зарубежными энергосистемами. Реализация решений осуществляется через службы РЗА ОДУ.

Средний уровень управления осуществляют службы РЗА ОДУ. На этом уровне решаются вопросы по централизованному управлению системами и устройствами РЗА ОЭС и вопросы РЗА между РЭС, между объектами МЭС, АЭС, ТЭС, ГЭС, потребителей. Реализация решений осуществляется через службы РЗА РДУ. Кроме того этот уровень реализует решения и указания высшего уровня.

Уровень регионального управления осуществляют службы РЗА РДУ. На этом уровне решаются вопросы по централизованному управлению системами и устройствами РЗА РЭС, а также вопросы по РЗА, которые не входят в компетенцию служб РЗА ОДУ, между РЭС. Реализация решений осуществляется через ЭТЛ ТЭС, ГЭС, АЭС, службы РЗА РГК и ЦУС РСК (АО-энерго), службы РЗА потребителей и службы РЗА МЭС (ЦУС МЭС). Кроме того этот уровень реализует решения и указания вышестоящих уровней.

Низший уровень управления осуществляют службы РЗА РГК, ЦУС РСК (АО-энерго), ПМЭС, потребителей.

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

Этот уровень реализует решения вышестоящих уровней по централизованному управлению системами и устройствами РЗА, а также вопросы РЗА узлов РЭС.

### б. Функции по децентрализованному управлению системами и устройствами РЗА

К основным функциям по децентрализованному управлению системами и устройствами РЗА и эксплуатации устройств РЗА относятся:

- организация эксплуатации устройств РЗА на электростанциях и подстанциях;
- анализ работы устройств РЗА непосредственно на электростанции, подстанции, обмен опытом работы с другими аналогичными предприятиями;
- техническое перевооружение систем и устройств РЗА;
- выполнение противоаварийных мероприятий по усовершенствованию систем и устройств РЗА, рекомендованных Системным оператором, его филиалами или подразделениями РЗА компаний;
- разработка местных инструкций по оперативному обслуживанию устройств РЗА и т.п.

Функции по децентрализованному управлению системами и устройствами РЗА осуществляются службами (подразделениями) РЗА ОГК и ее филиалов, службами (подразделениями) РЗА концерна «Розэнергоатом» и его филиалов, службами (подразделениями) РЗА ОАО «ФСК ЕЭС», РСК и их филиалов, службами (подразделениями) РЗА РГК и потребителей. Эти функции направлены на организацию выполнения мероприятий по линии децентрализованного управления системами и устройствами РЗА и на организацию эксплуатации устройств РЗА, размещенных на электростанциях и подстанциях субъектов электроэнергетики в соответствии с действующими НТД, организацию техперевооружения, проведение технической политики, организацию финансирования всех работ по РЗА и т.д.

Конкретизация функций по централизованному и децентрализованному управлению системами и устройствами РЗА, выполняемых службами (подразделениями) РЗА разных уровней управления приведена в приложении.

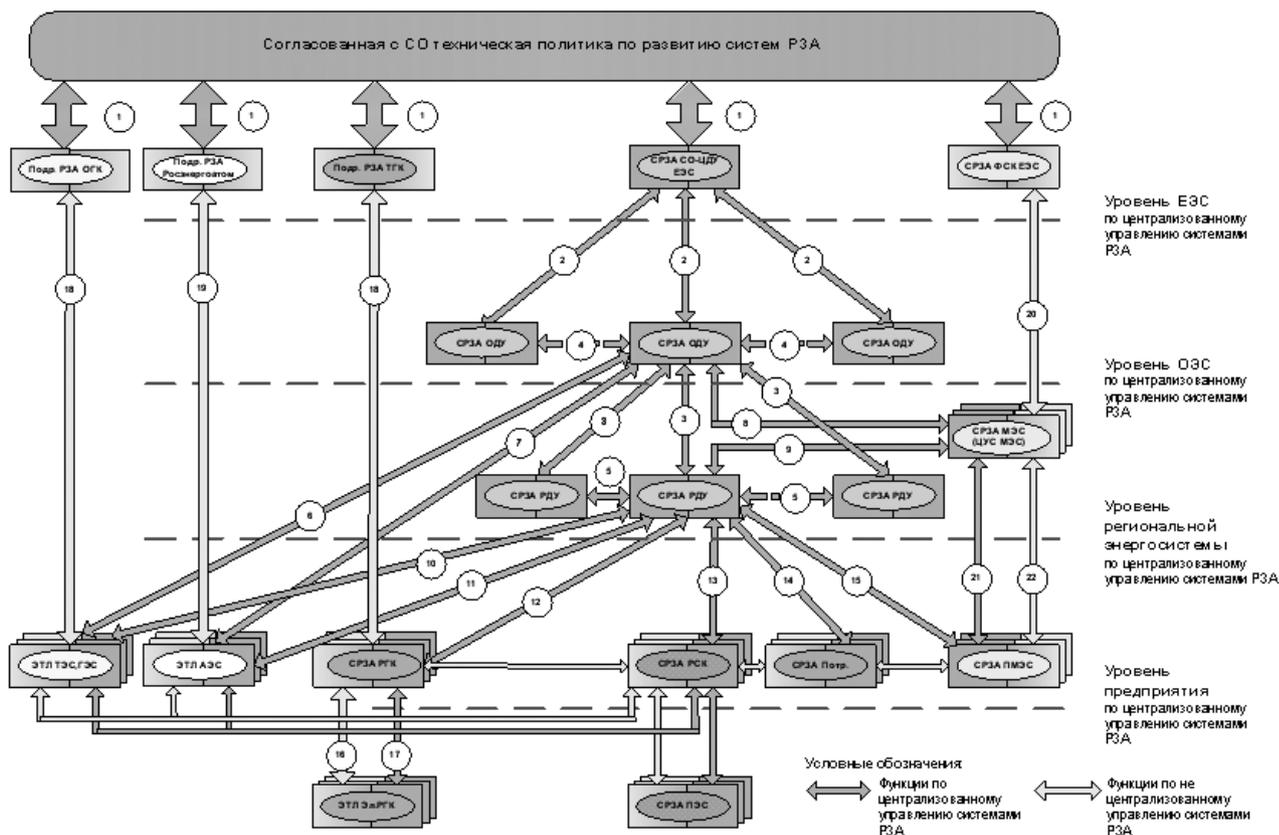


Рис. 1. Функции по централизованному и по децентрализованному управлению системами РЗА в структурной схеме вертикали взаимодействия служб РЗА

## ФУНКЦИИ ПО ЦЕНТРАЛИЗОВАННОМУ И НЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОМУ УПРАВЛЕНИЮ СИСТЕМАМИ И УСТРОЙСТВАМИ РЗА

### Взаимодействие между СРЗА СО-ЦДУ ЕЭС и подразделениями РЗА (службами) ОГК, ТГК, концерна «Росэнергоатом», ФСК ЕЭС

СРЗА СО-ЦДУ ЕЭС	1 Подразделение (служба) РЗА ОГК, ТГК, концерна «Росэнергоатом», ФСК ЕЭС
<p>СРЗА ЦДУ передает подразделению (службе) РЗА ОГК, ТГК, концерна «Росэнергоатом», ФСК ЕЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Технические требования СО-ЦДУ ЕЭС к системам РЗА и АРЧМ ЕЭС России.</li> <li>— Информационные письма о неправильных действиях и выявленных дефектах устройств РЗА с рекомендациями по их устранению.</li> <li>— Копии осциллограмм регистраторов аварийных событий (по запросу) с объектов других субъектов энергетики.</li> <li>— Сведения из годового отчета службы РЗА СО-ЦДУ ЕЭС по запросу.</li> <li>— Результаты рассмотрения присланных на согласование ТЗ на проектирование новых или реконструкцию действующих устройств РЗА.</li> <li>— Материалы с замечаниями к присланным на согласование проектным работам в части систем РЗА.</li> <li>— Материалы по согласованию пусковых схем при вводе в работу нового электрооборудования и линий электропередачи с необходимым объемом РЗА.</li> <li>— ТЗ на разработку систем ПА, АРЧМ на согласование</li> </ul>	<p>Подразделение (служба) РЗА ОГК, ТГК, концерн «Росэнергоатом», ФСК ЕЭС передает СРЗА СО-ЦДУ ЕЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Технические требования ОГК, ТГК, концерна «Росэнергоатом», ФСК ЕЭС к устройствам РЗА, устанавливаемым на подстанциях системообразующей сети 330-750 кВ ЕЭС России и электростанциях, подключенных к этой сети.</li> <li>— ТЗ на проектирование новых или реконструкцию действующих устройств РЗА системообразующей сети 330-750 кВ ЕЭС России и электростанций, подключенных к этой сети, на согласование.</li> <li>— Проектные материалы по п.2 в части РЗА на согласование.</li> <li>— Пусковые схемы при вводе в работу нового электрооборудования и линий электропередачи с необходимым объемом РЗА на согласование.</li> <li>— Информационные письма по вопросам оперативной и технической эксплуатации устройств РЗА, о неправильных действиях и выявленных дефектах устройств РЗА с рекомендациями по их устранению, выпускаемых ОГК, ТГК, концерном «Росэнергоатом», ФСК ЕЭС.</li> <li>— Сведения из годовых отчетов (по запросу)</li> </ul>

### Взаимодействие СРЗА СО-ЦДУ и СРЗА ОДУ

СРЗА СО-ЦДУ ЕЭС	2 СРЗА ОДУ
<p>СРЗА СО-ЦДУ ЕЭС передает СРЗА ОДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Технические требования СО-ЦДУ ЕЭС к устройствам РЗА и АРЧМ ОЭС, находящихся в диспетчерском управлении ОДУ и в диспетчерском ведении СО-ЦДУ ЕЭС.</li> <li>— Необходимые технические материалы по устройствам РЗА I группы.</li> </ul>	<p>СРЗА ОДУ передает СРЗА СО-ЦДУ ЕЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Материалы для согласования службой РЗА СО-ЦДУ ЕЭС всех намечаемых перестроек устройств РЗА, которые могут повлиять на работу устройств РЗА I группы; материалы присылаются в сроки, обеспечивающие их своевременное согласование.</li> </ul>

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

## Взаимодействие СРЗА СО-ЦДУ и СРЗА ОДУ

СРЗА СО-ЦДУ ЕЭС	2	СРЗА ОДУ
<p>СРЗА СО-ЦДУ ЕЭС передает СРЗА ОДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Перечень линий электропередачи и электрооборудования, находящихся в диспетчерском управлении и диспетчерском ведении ЦДУ ЕЭС, для которых принципы выполнения, алгоритмы функционирования, уставки и характеристики, структурные или принципиальные схемы устройств РЗА разрабатываются службами РЗА ОДУ и согласовываются со службой РЗА СО-ЦДУ ЕЭС. В этих же перечнях указывается объем согласования.</li> <li>— Перечни линий электропередачи между ОЭС, находящихся в диспетчерском ведении СО-ЦДУ ЕЭС, для которых структурные или принципиальные схемы, уставки и характеристики устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении ОДУ выбираются службами РЗА ОДУ без согласования со службой РЗА СО-ЦДУ ЕЭС.</li> <li>— Откорректированные и согласованные планы-графики технического обслуживания устройств РЗА I группы, а также II, III и IV групп, находящихся в диспетчерском ведении СО-ЦДУ ЕЭС (месячные и годовые).</li> <li>— Инструкции по оперативному обслуживанию устройств РЗА I группы.</li> <li>— Служба РЗА СО-ЦДУ ЕЭС контролирует и оказывает содействие службам РЗА ОДУ в выполнении заданий службы РЗА СО-ЦДУ ЕЭС по устройствам РЗА I группы.</li> <li>— Отчет о работе службы РЗА СО-ЦДУ ЕЭС</li> </ul>	<p>СРЗА ОДУ передает СРЗА СО-ЦДУ ЕЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Документы, подтверждающие службе РЗА СО-ЦДУ ЕЭС выполнение ее указаний по устройствам РЗА I группы.</li> <li>— Сведения обо всех случаях неправильных действий устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении СО-ЦДУ ЕЭС, — немедленно (если они происходят в нерабочее время, то в течение первого рабочего дня);</li> <li>— Сведения в установленной форме обо всех случаях неправильных действий устройств РЗА сети 110–750 кВ — в течение следующего рабочего дня после события.</li> <li>— Сведения в установленной форме обо всех случаях правильных и неправильных действиях устройств РЗА в сети 330 кВ и выше — еженедельно.</li> <li>— Анализ действия устройств РЗА на линиях электропередачи и электрооборудовании напряжением 330 кВ и выше (правильных и неправильных) — ежеквартально.</li> <li>— Выполненные параметры настройки устройств РЗА I группы, а также принципиальные исполнительные схемы (по запросу) этих устройств (при новом включении, далее — при внесении в них изменений), карты загрузки трансформаторов тока по устройствам РЗА I группы.</li> <li>— Сведения по телефону о подаче внеплановых оперативных заявок на работы в цепях устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении СО-ЦДУ ЕЭС.</li> <li>— Сведения или материалы по доработке оперативных заявок на работы с устройствами РЗА и на работы на силовом электрооборудовании с присылкой дополнительных уточненных условий проведения работы или программы работ.</li> <li>— Данные, необходимые для расчетов токов и напряжений при коротких замыканиях и других аварийных режимах, выбора уставок и характеристик, и дополнительные данные для анализа работы устройств РЗА (по запросу).</li> <li>— Копии или оригиналы осциллограмм и файлы регистраторов аварийных событий (по запросу или автоматически).</li> <li>— Планы-графики технического обслуживания устройств РЗА I группы, а также II, III и IV групп, находящихся в диспетчерском ведении СО-ЦДУ ЕЭС (месячные и годовые, согласованные со смежными ОДУ по подведомственным им устройствам РЗА).</li> <li>— Инструкции для диспетчера ОДУ по оперативному обслуживанию устройств РЗА II группы, находящихся в диспетчерском ведении СО-ЦДУ ЕЭС (для сведения).</li> <li>— Отчет о работе службы РЗА ОДУ (ежегодно).</li> <li>— Предложения в инвестиционные планы по развитию программно-технических средств</li> </ul>	

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

## Взаимодействие между СРЗА ОДУ и СРЗА РДУ

СРЗА ОДУ	3	СРЗА РДУ
<p>СРЗА ОДУ передает СРЗА РДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Технические требования ОДУ к устройствам РЗА и АРЧМ региональной энергосистемы, находящихся в диспетчерском управлении РДУ и в диспетчерском ведении ОДУ.</li> <li>— Технические материалы по принципам выполнения, типам, уставкам и характеристикам устройств РЗА I и II групп, а также устройств РЗА III и IV групп, находящихся в диспетчерском ведении ОДУ, для которых технические параметры выбираются службой РЗА ОДУ.</li> <li>— Перечень линий электропередачи и электрооборудования, находящихся в диспетчерском ведении ОДУ, для которых технические параметры устройств РЗА выбираются службами РЗА РДУ и согласовываются со службой РЗА ОДУ; в перечне указывается необходимый объем согласования.</li> <li>— Перечень межсистемных линий электропередачи, находящихся в диспетчерском ведении ОДУ, по которым технические параметры устройств РЗА выбираются и взаимно согласовываются службами РЗА РДУ без согласования со службой РЗА ОДУ.</li> <li>— Перечень электрооборудования, находящегося в оперативном управлении энергообъекта и в диспетчерском ведении ОДУ, для которых технические параметры устройств РЗА выбираются и задаются службой РЗА ОДУ.</li> <li>— Инструкции по оперативному обслуживанию устройств РЗА II группы.</li> <li>— Откорректированные и согласованные планы-графики технического обслуживания устройств РЗА I и II групп, а также III и IV групп, находящихся в диспетчерском ведении СО-ЦДУ ЕЭС и ОДУ (месячные и годовые).</li> <li>— Схемы замещения и другие данные, необходимые для выполнения расчетов токов и напряжений при коротких замыканиях и выбора уставок и характеристик устройств РЗА.</li> <li>— Информационные письма о неправильных действиях и выявленных дефектах устройств РЗА с рекомендациями по их устранению.</li> <li>— Информационные обзоры по итогам эксплуатации устройств РЗА в ОЭС.</li> <li>— Служба РЗА ОДУ контролирует и оказывает содействие службам РЗА РДУ в выполнении заданий служб РЗА ОДУ и СО-ЦДУ ЕЭС</li> </ul>		<p>СРЗА РДУ передает СРЗА ОДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Материалы для согласования всех намечаемых перестроек и реконструкций устройств РЗА, подведомственных ОДУ.</li> <li>— Документы, подтверждающие выполнение указаний служб РЗА ОДУ и СО-ЦДУ ЕЭС.</li> <li>— Сведения обо всех случаях неправильных действий устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении ОДУ — немедленно (если они происходят в нерабочее время, то в течение первого рабочего дня).</li> <li>— Сведения в установленной форме обо всех случаях правильных и неправильных действий устройств РЗА в сети 110–750 кВ — еженедельно.</li> <li>— Сведения в установленной форме обо всех случаях неправильных действий устройств РЗА сети 110–220 кВ — в течение следующего рабочего дня после события.</li> <li>— Анализ действия устройств РЗА на линиях электропередачи и электрооборудовании напряжением 330 кВ и выше (правильных и неправильных) — ежеквартально.</li> <li>— Сведения по телефону о подаче внеплановых оперативных заявок на работы в устройствах РЗА, находящихся в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении ОДУ.</li> <li>— Сведения или материалы по доработке оперативных заявок на работы с устройствами РЗА и на работы на силовом электрооборудовании с присылкой дополнительных уточненных условий проведения работы или программы работ. (по запросу).</li> <li>— Параметры настройки устройств РЗА, подведомственных диспетчерам ОДУ или СО-ЦДУ ЕЭС, а также структурные и принципиальные схемы этих устройств (по запросу).</li> <li>— Данные необходимые для расчетов токов и напряжений при коротких замыканиях, выбора уставок и дополнительные данные для анализа работы устройств РЗА (по запросу). Копии или оригиналы осциллограмм и файлы регистраторов аварийных событий (по запросу или автоматически).</li> <li>— Планы-графики технического обслуживания устройств РЗА I, II групп, а также III и IV групп, находящихся в диспетчерском ведении СО-ЦДУ ЕЭС и ОДУ (месячные и годовые, согласованные со смежными РДУ по подведомственным им устройствам РЗА).</li> <li>— Инструкции для диспетчера РДУ по оперативному обслуживанию устройств РЗА III группы, находящихся в диспетчерском ведении ОДУ (для сведения).</li> <li>— Информационные письма по вопросам оперативной и технической эксплуатации устройств РЗА, выпускаемые службой РЗА РДУ.</li> <li>— Годовые отчеты в установленной форме о работе устройств РЗА напряжением 110 кВ и выше и служб РЗА РДУ</li> </ul>

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

### Взаимодействие между СРЗА ОДУ и СРЗА смежного ОДУ

СРЗА ОДУ	4	СРЗА смежного ОДУ
<p>СРЗА ОДУ передает СРЗА смежного ОДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Технические требования ОДУ к устройствам РЗА и аппаратуре ограничителей перетоков (в составе АРЧМ) линий электропередачи между ОЭС, входящей в операционную зону диспетчера ОДУ, и ОЭС, входящей в операционную зону диспетчера смежного ОДУ.</li> <li>— Материалы для согласования всех намечаемых перестроек и реконструкций устройств РЗА, подведомственных службе РЗА смежного ОДУ.</li> <li>— Инструкции по оперативному обслуживанию устройств РЗА линий электропередачи между ОЭС, находящихся в диспетчерском управлении данного ОДУ и в диспетчерском ведении смежного ОДУ.</li> <li>— Сведения по телефону о подаче внеплановых, неотложных и аварийных оперативных заявок на работы в цепях устройств РЗА линий электропередачи и электрооборудования, находящихся в диспетчерском ведении смежного ОДУ.</li> <li>— Сведения или материалы по доработке оперативных заявок на работы с устройствами РЗА и на работы на силовом электрооборудовании с присылкой дополнительных уточненных условий проведения работы или программы работ (по запросу).</li> <li>— Копии или оригиналы осциллограмм и файлы регистраторов аварийных событий, необходимые для анализа работы устройств РЗА (по запросу или автоматически)</li> </ul>	<p>СРЗА смежного ОДУ передает СРЗА ОДУ:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Технические требования смежного ОДУ к устройствам РЗА и аппаратуре ограничителей перетоков (в составе АРЧМ) линий электропередачи между ОЭС, входящей в операционную зону диспетчера смежного ОДУ, и ОЭС, входящей в операционную зону диспетчера ОДУ.</li> <li>2. Материалы для согласования всех намечаемых перестроек и реконструкций устройств РЗА, подведомственных службе РЗА ОДУ.</li> <li>3. Инструкции по оперативному обслуживанию устройств РЗА линий электропередачи между ОЭС, находящихся в диспетчерском управлении смежного ОДУ и в диспетчерском ведении ОДУ.</li> <li>4. Сведения по телефону о подаче внеплановых оперативных заявок на работы в цепях и устройствах РЗА линий электропередачи и электрооборудования, находящихся в диспетчерском ведении ОДУ.</li> <li>5. Сведения или материалы по доработке оперативных заявок на работы с устройствами РЗА и на работы на силовом электрооборудовании с присылкой дополнительных уточненных условий проведения работы или программы работ (по запросу).</li> <li>6. Копии или оригиналы осциллограмм и файлы регистраторов аварийных событий, необходимые для анализа работы устройств РЗА (по запросу или автоматически)</li> </ol>	

### Взаимодействие между СРЗА РДУ и СРЗА смежного РДУ

СРЗА РДУ	5	СРЗА смежного РДУ
<p>СРЗА РДУ передает СРЗА смежного РДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Технические требования РДУ к устройствам РЗА линий электропередачи между энергосистемой, входящей в операционную зону диспетчера РДУ, и энергосистемой, входящей в операционную зону диспетчера смежного ОДУ.</li> <li>— Материалы для согласования всех намечаемых перестроек и реконструкций устройств РЗА, подведомственных службе РЗА смежного РДУ.</li> <li>— Инструкции по оперативному обслуживанию устройств РЗА линий электропередачи между энергосистемами, находящихся в диспетчерском управлении данного РДУ и в диспетчерском ведении смежного РДУ.</li> <li>— Сведения по телефону о подаче внеплановых, неотложных и аварийных оперативных заявок на работы в цепях устройств РЗА линий электропередачи и электрооборудования, находящихся в диспетчерском ведении смежного РДУ</li> </ul>	<p>СРЗА смежного РДУ передает СРЗА РДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Технические требования смежного РДУ к устройствам РЗА линий электропередачи между энергосистемой, входящей в операционную зону диспетчера смежного РДУ, и энергосистемой, входящей в операционную зону диспетчера РДУ.</li> <li>— Материалы для согласования всех намечаемых перестроек и реконструкций устройств РЗА, подведомственных службе РЗА РДУ.</li> <li>— Инструкции по оперативному обслуживанию устройств РЗА линий электропередачи между энергосистемами, находящихся в диспетчерском управлении смежного РДУ и в диспетчерском ведении РДУ.</li> <li>— Сведения по телефону о подаче внеплановых оперативных заявок на работы в цепях и устройствах РЗА линий электропередачи и электрооборудования, находящихся в диспетчерском ведении РДУ</li> </ul>	

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

## Взаимодействие между СРЗА РДУ и СРЗА смежного РДУ

СРЗА РДУ	5	СРЗА смежного РДУ
<p>СРЗА РДУ передает СРЗА смежного РДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Сведения или материалы по доработке оперативных заявок на работы с устройствами РЗА и на работы на силовом электрооборудовании с присылкой дополнительных уточненных условий проведения работы или программы работ (по запросу).</li> <li>— Копии или оригиналы осциллограмм и файлы регистраторов аварийных событий, необходимые для анализа работы устройств РЗА (по запросу или автоматически)</li> </ul>		<p>СРЗА смежного РДУ передает СРЗА РДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Сведения или материалы по доработке оперативных заявок на работы с устройствами РЗА и на работы на силовом электрооборудовании с присылкой дополнительных уточненных условий проведения работы или программы работ (по запросу).</li> <li>— Копии или оригиналы осциллограмм и файлы регистраторов аварийных событий, необходимые для анализа работы устройств РЗА (по запросу или автоматически)</li> </ul>

## Взаимодействие между СРЗА РДУ и СРЗА смежного РДУ

СРЗА ОДУ	6	ЭТЛ ТЭС, ГЭС
<p>СРЗА ОДУ передает ЭТЛ ТЭС, ГЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Технические требования к устройствам РЗА I и II групп, а также устройствам РЗА III и IV групп, находящихся в диспетчерском ведении ОДУ.</li> <li>— Для устройств РЗА I и II групп уставки и характеристики непосредственно или через РДУ.</li> <li>— Материалы по согласованию принципов выполнения, структурных схем, алгоритмов функционирования, уставок и характеристик устройств РЗА, находящихся или передаваемых в диспетчерское ведение ОДУ с целью обеспечения требуемых селективности и чувствительности с устройствами РЗА II группы непосредственно или через РДУ.</li> <li>— Инструкции по обслуживанию и оперативные указания по устройствам РЗА II группы.</li> <li>— Материалы по согласованию технических условий и заданий на проектирование объектов системного значения, подготавливаемые ТЭС, ГЭС и выполненных по ним проектов.</li> <li>— Величины токов КЗ на шинах 330, 500, 750 кВ электростанций для расчета уставок устройств РЗА оборудования</li> </ul>		<p>ЭТЛ ТЭС, ГЭС передает СРЗА ОДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Сведения о выполнении указаний служб РЗА ОДУ и СО-ЦДУ ЕЭС.</li> <li>— Материалы для согласования: ввода в работу новых ЛЭП и электрооборудования диспетчерского управления и ведения ОДУ с пусковыми схемами и объемами вводимых устройств РЗА; всех намечаемых перестроек и реконструкций устройств РЗА, подведомственных СРЗА ОДУ.</li> <li>— Сведения обо всех случаях неправильных действий устройств РЗА I и II, групп, а также устройств РЗА III и IV групп, находящихся в диспетчерском ведении ОДУ, — немедленно (если они происходят в нерабочее время, то до 11 часов первого рабочего дня).</li> <li>— Сведения, в установленной форме, обо всех случаях правильных и неправильных действий устройств РЗА I и II, групп, а также устройств РЗА III и IV групп, находящихся в диспетчерском ведении ОДУ; сведения о дефектах, выявленных при профобслуживании указанных устройств РЗА — ежемесячно, до 10 числа следующего месяца.</li> <li>— На согласование технические задания на проектирование, подготавливаемые ТЭС, ГЭС, в части устройств РЗА I и II, групп, а также устройств РЗА III и IV групп, находящихся в диспетчерском ведении ОДУ и выполненные по ним проекты.</li> <li>— По запросу дополнительные сведения о работах, проводимых по оперативным заявкам, и о мероприятиях с устройствами РЗА I и II групп, а также с устройствами РЗА III и IV групп, находящихся в диспетчерском ведении ОДУ, по обеспечению надежности системы РЗА на время проведения работ по оперативной заявке.</li> <li>— Подтверждение выполнения заданий СРЗА ОДУ по настройке уставок, характеристик, внесения изменений в схемы и т.п., непосредственно или через РДУ.</li> <li>— Исполнительные схемы устройств РЗА I и II групп при новом включении или реконструкции (в течение 2 месяцев после производства работ), непосредственно или через РДУ.</li> <li>— Копии или оригиналы осциллограмм и файлы регистраторов аварийных событий - по запросу или автоматически.</li> <li>— Местные инструкции по оперативному обслуживанию устройств РЗА I и II групп, а также устройствам РЗА III и IV групп, находящихся в диспетчерском ведении ОДУ — по запросу</li> </ul>

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

## Взаимодействие между СРЗА ОДУ и ЭТЛ АЭС

СРЗА ОДУ	7	ЭТЛ АЭС
<p>СРЗА ОДУ передает ЭТЛ АЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Технические требования к устройствам РЗА I и II групп, а также устройствам РЗА III и IV групп, находящихся в диспетчерском ведении ОДУ.</li> <li>— Для устройств РЗА I и II групп уставки и характеристики непосредственно или через РДУ.</li> <li>— Материалы по согласованию принципов выполнения, структурных схем, алгоритмов функционирования, уставки и характеристики устройств РЗА, находящихся или передаваемых в диспетчерское ведение ОДУ с целью обеспечения требуемых селективности и чувствительности с устройствами РЗА II группы непосредственно или через РДУ.</li> <li>— Инструкции по обслуживанию и оперативные указания по устройствам РЗА II группы.</li> <li>— Материалы по согласованию технических условий и заданий на проектирование объектов системного значения, подготавливаемые АЭС и выполненных по ним проектов. Величины токов КЗ на шинах 330, 500, 750 кВ электростанций для расчета уставок устройств РЗА оборудования</li> </ul>		<p>ЭТЛ АЭС передает СРЗА ОДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Сведения о выполнении указаний служб РЗА ОДУ и СО-ЦДУ ЕЭС.</li> <li>— Материалы для согласования: ввода в работу новых ЛЭП и электрооборудования диспетчерского управления и ведения ОДУ с пусковыми схемами и объемами вводимых устройств РЗА; всех намечаемых перестроек и реконструкций устройств РЗА, подведомственных СРЗА ОДУ.</li> <li>— Сведения обо всех случаях неправильных действий устройств РЗА I и II, групп, а также устройств РЗА III и IV групп, находящихся в диспетчерском ведении ОДУ, — немедленно (если они происходят в нерабочее время, то до 11 часов первого рабочего дня).</li> <li>— Сведения, в установленной форме, обо всех случаях правильных и неправильных действий устройств РЗА I и II, групп, а также устройств РЗА III и IV групп, находящихся в диспетчерском ведении ОДУ; сведения о дефектах, выявленных при техобслуживании устройств РЗА — ежемесячно, до 10 числа следующего месяца.</li> <li>— На согласование технические задания на проектирование, подготавливаемые АЭС, в части устройств РЗА I и II групп, а также устройств РЗА III и IV групп, находящихся в диспетчерском ведении ОДУ и выполненные по ним проекты.</li> <li>— По запросу дополнительные сведения о работах, проводимых по оперативным заявкам, и о мероприятиях с устройствами РЗА I и II групп, а также с устройствами РЗА III и IV групп, находящихся в диспетчерском ведении ОДУ, по обеспечению надежности системы РЗА на время проведения работ по оперативной заявке.</li> <li>— Подтверждение выполнения заданий СРЗА ОДУ по настройке уставок, характеристик, внесения изменений в схемы и т.п., непосредственно или через РДУ.</li> <li>— Исполнительные схемы устройств РЗА I и II групп при новом включении или реконструкции (в течение 2 месяцев после производства работ), непосредственно или через РДУ.</li> <li>— Копии или оригиналы осциллограмм и файлы регистраторов аварийных событий — по запросу или автоматически.</li> <li>— Местные инструкции по оперативному обслуживанию устройств РЗА I и II групп, а также устройств РЗА III и IV групп находящихся в диспетчерском ведении ОДУ — по запросу</li> </ul>

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

## Взаимодействие между СРЗА ОДУ и СРЗА МЭС

СРЗА ОДУ	8	СРЗА МЭС
<p>СРЗА ОДУ передает СРЗА МЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Технические требования ОДУ к устройствам РЗА ЕНЭС I и II групп, а также к устройствам РЗА ЕНЭС III и IV групп, находящихся в диспетчерском ведении ОДУ и аппаратуре ограничителей перетоков (в составе АРЧМ), установленным на подстанциях МЭС. Технические материалы по принципам выполнения, уставкам и характеристикам устройств РЗА ЕНЭС I и II групп, а также устройств РЗА ЕНЭС III и IV групп, находящихся в диспетчерском ведении ОДУ, для которых технические параметры выбираются службой РЗА ОДУ.</li> <li>— Согласованные СРЗА ОДУ принципиальные и структурные схемы устройств РЗА ЕНЭС, полученные на согласование от СРЗА МЭС.</li> <li>— Перечень электрооборудования, находящегося в оперативном управлении МЭС и в диспетчерском ведении ОДУ, для которого технические параметры устройств РЗА выбираются и задаются службой РЗА ОДУ и согласовываются со службой РЗА МЭС.</li> <li>— Перечень электрооборудования, находящегося в диспетчерском ведении ОДУ, для которого технические параметры устройств РЗА выбираются службой РЗА МЭС и согласовываются со службой РЗА ОДУ; в перечне указывается необходимый объем согласования.</li> <li>— Инструкции по оперативному обслуживанию устройств РЗА I и II групп.</li> <li>— Информационные письма о неправильных действиях и выявленных дефектах устройств РЗА с рекомендациями по их устранению.</li> <li>— Информационные обзоры по итогам эксплуатации устройств РЗА в ОЭС.</li> <li>— Служба РЗА ОДУ контролирует и оказывает содействие службе РЗА МЭС в выполнении заданий служб РЗА ОДУ и СО-ЦДУ ЕЭС.</li> <li>— Копии осциллограмм регистраторов аварийных событий (по запросу) с энергообъектов не входящих в ЕНЭС.</li> <li>— Согласованные параметры настройки устройств РЗА электрооборудования, находящегося в оперативном управлении МЭС, для которого технические параметры устройств РЗА выбираются и задаются службой РЗА МЭС.</li> <li>— Исходные данные для расчета параметров настройки устройств РЗА электрооборудования, находящегося в оперативном управлении МЭС</li> </ul>		<p>СРЗА МЭС передает СРЗА ОДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Материалы для согласования всех намечаемых перестроек и реконструкций устройств РЗА ЕНЭС, находящихся в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении ОДУ.</li> <li>— На согласование технические задания на проектирование объектов системного значения, подготавливаемые МЭС и выполненные по ним проекты.</li> <li>— Документы, подтверждающие выполнение указаний служб РЗА ОДУ и СО — ЦДУ ЕЭС.</li> <li>— Сведения обо всех случаях неправильных действий устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении ОДУ в возможно короткие сроки.</li> <li>— Анализ действия устройств РЗА на линиях электропередачи и электрооборудовании напряжением 330 кВ и выше (правильных и неправильных) — ежеквартально.</li> <li>— Информацию (в том числе по телефону) о внеплановых оперативных заявках на работы в цепях и устройствах РЗА, находящихся в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении ОДУ.</li> <li>— Сведения или материалы по доработке оперативных заявок на работы с устройствами РЗА ЕНЭС и на работы на силовом электрооборудовании с присылкой дополнительных уточненных условий проведения работы или программы работ (по запросу).</li> <li>— Параметры настройки устройств РЗА оборудования ЕНЭС, в том числе внутреннюю конфигурацию терминалов, находящихся в диспетчерском управлении диспетчера ОДУ или СО-ЦДУ ЕЭС, а также структурные или принципиальные схемы этих устройств (по запросу).</li> <li>— Данные для создания расчетной модели для выбора уставок устройств РЗА (по запросу).</li> <li>— Копии или оригиналы осциллограмм и файлы регистраторов аварийных событий, а также дополнительные данные для анализа работы устройств РЗА (по запросу или автоматически).</li> <li>— Местные инструкции для дежурного персонала подстанций МЭС по оперативному обслуживанию устройств РЗА I и II групп, а также III и IV групп находящихся в диспетчерском ведении ОДУ — по запросу.</li> <li>— Информационные письма по вопросам оперативной и технической эксплуатации устройств РЗА, о неправильных действиях и выявленных дефектах устройств РЗА с рекомендациями по их устранению, выпускаемые службой РЗА МЭС.</li> <li>— Сведения из годовых отчетов о работе устройств РЗА I и II групп</li> </ul>

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

### Взаимодействие между СРЗА ОДУ и СРЗА МЭС

СРЗА ОДУ	8	СРЗА МЭС
		<ul style="list-style-type: none"> <li>— Требующие согласования с Системным оператором параметры настройки устройств РЗА электрооборудования, находящегося в оперативном управлении МЭС, для которого технические параметры устройств РЗА выбираются и задаются службой РЗА МЭС.</li> <li>— Сведения, в установленной форме, обо всех случаях правильных и неправильных действий устройств РЗА 220 кВ и выше, сведения о дефектах, выявленных при профобслуживании устройств РЗА независимо от диспетчерской подведомственности, — ежемесячно, до 10 числа следующего месяца.</li> <li>— Исполнительные схемы устройств РЗА I, II групп, а также устройств РЗА III и IV группы, находящихся в диспетчерском ведении ОДУ, для которых технические параметры выбираются службой РЗА ОДУ, при новом включении или реконструкции (в течение 2 месяцев после производства работ)</li> </ul>

### Взаимодействие между СРЗА РДУ и СРЗА МЭС

СРЗА РДУ	9	СРЗА МЭС(ЦУС МЭС)
<p>СРЗА РДУ передает СРЗА МЭС (ЦУС МЭС):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Технические требования РДУ к устройствам РЗА электрооборудования и ЛЭП 110-220 кВ, установленных на подстанциях МЭС.</li> <li>— Технические материалы по принципам выполнения, типам, уставкам и характеристикам устройств РЗА III группы, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, для которых технические параметры выбираются службой РЗА РДУ.</li> <li>— Перечень электрооборудования, находящегося в оперативном управлении МЭС и в диспетчерском ведении РДУ, для которого технические параметры устройств РЗА выбираются и задаются службой РЗА РДУ и согласовываются со службой РЗА МЭС (ЦУС МЭС).</li> <li>— Перечень электрооборудования, находящегося в диспетчерском ведении РДУ, для которого технические параметры устройств РЗА выбираются службой РЗА МЭС (ЦУС МЭС) и согласовываются со службой РЗА РДУ, в перечне указывается необходимый объем согласования.</li> <li>— Инструкции по оперативному обслуживанию устройств РЗА III группы.</li> <li>— Откорректированные и согласованные планы-графики технического обслуживания устройств РЗА I, II и III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении СО-ЦДУ ЕЭС, ОДУ, РДУ (месячные и годовые)</li> </ul>		<p>СРЗА МЭС (ЦУС МЭС) передает СРЗА РДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Материалы для согласования всех намечаемых перестроек и реконструкций устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении или ведении РДУ.</li> <li>— Документы, подтверждающие выполнение указаний служб РЗА РДУ, ОДУ и СО-ЦДУ ЕЭС.</li> <li>— Сведения обо всех случаях неправильных действий устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении РДУ в возможно короткие сроки.</li> <li>— Сведения в установленной форме обо всех случаях правильных и неправильных действий устройств РЗА в сети 110–220 кВ — еженедельно.</li> <li>— Анализ действия устройств РЗА на линиях электропередачи и электрооборудовании напряжением 110–220 кВ (правильных и неправильных) — ежеквартально.</li> <li>— Информацию (в том числе по телефону) о внеплановых оперативных заявках на работы в цепях и устройствах РЗА, находящихся в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении РДУ.</li> <li>— Сведения или материалы по доработке оперативных заявок на работы с устройствами РЗА и на работы на силовом электрооборудовании с присылкой дополнительных уточненных условий проведения работы или программы работ (по запросу)</li> </ul>

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

## Взаимодействие между СРЗА РДУ и СРЗА МЭС

СРЗА РДУ	9	СРЗА МЭС(ЦУС МЭС)
<p>СРЗА РДУ передает СРЗА МЭС (ЦУС МЭС):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Информационные письма о неправильных действиях и выявленных дефектах устройств РЗА с рекомендациями по их устранению.</li> <li>— Информационные обзоры по итогам эксплуатации устройств РЗА в энергосистеме.</li> <li>— Служба РЗА РДУ контролирует и оказывает содействие службе РЗА МЭС в выполнении заданий службы РЗА РДУ.</li> <li>— Согласованные параметры настройки устройств РЗА электрооборудования, находящегося в оперативном управлении МЭС, для которого технические параметры устройств РЗА выбираются и задаются службой РЗА МЭС (ЦУС МЭС).</li> <li>— Исходные данные для расчета параметров настройки устройств РЗА электрооборудования, находящегося в оперативном управлении МЭС</li> </ul>		<p>СРЗА МЭС (ЦУС МЭС) передает СРЗА РДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Параметры настройки устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении РДУ, а также структурные или принципиальные схемы этих устройств (по запросу).</li> <li>— На согласование параметры настройки устройств РЗА электрооборудования, находящегося в оперативном управлении МЭС и диспетчерском ведении РДУ, для которого технические параметры устройств РЗА выбираются и задаются службой РЗА МЭС по согласованию со службой РЗА РДУ.</li> <li>— Данные необходимые для расчетов токов и напряжений при коротких замыканиях, выбора уставок и дополнительные данные для анализа работы устройств РЗА (по запросу).</li> <li>— Копии или оригиналы осциллограмм и файлов регистраторов аварийных событий (по запросу или автоматически).</li> <li>— Планы-графики технического обслуживания устройств РЗА I, II и III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении СО — ЦДУ ЕЭС, ОДУ, РДУ на согласование (месячные и годовые).</li> <li>— Местные инструкции для дежурного персонала подстанций МЭС по оперативному обслуживанию устройств РЗА I–III групп и IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ — по запросу.</li> <li>— Информационные письма по вопросам оперативной и технической эксплуатации устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении и ведении РДУ, выпускаемые службой РЗА МЭС.</li> <li>— Сведения из годовых отчетов о работе устройств РЗА напряжением 110 кВ и выше (по запросу).</li> <li>— Сведения, в установленной форме, обо всех случаях правильных и неправильных действий устройств РЗА 110–220 кВ, сведения о дефектах, выявленных при профобслуживании устройств РЗА, независимо от диспетчерской подведомственности, — ежемесячно, до 10 числа следующего месяца.</li> <li>— Исполнительные схемы устройств РЗА III группы, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, для которых технические параметры выбираются службой РЗА РДУ, при новом включении или реконструкции (в течение 2 месяцев после производства работ)</li> </ul>

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

## Взаимодействие между СРЗА РДУ и ЭТЛ ТЭС, ГЭС

СРЗА РДУ	10	ЭТЛ ТЭС, ГЭС
<p>СРЗА РДУ передает ЭТЛ ТЭС, ГЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Технические требования к устройствам РЗА I, II, III групп, а также к устройствам РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, и к устройствам РЗА ЛЭП 110–220кВ, СВ, ШСВ, ОВ, шин 110–220кВ электростанций, входящих в системообразующие транзиты; генераторов, повышающих трансформаторов, блоков генератор-трансформатор, резервных трансформаторов собственных нужд напряжением 110–220кВ электростанций, автотрансформаторов и трансформаторов связи.</li> <li>— Уставки и характеристики для устройств РЗА III группы, а также устройств РЗА IV группы и устройств РЗА 110–220 кВ по п.1., находящихся в диспетчерском ведении РДУ, для которых технические параметры выбираются службой РЗА РДУ.</li> <li>— Инструкции по обслуживанию и оперативные указания по устройствам РЗА I, II, III групп. (Для устройств РЗА I и II групп уставки и характеристики могут выдаваться непосредственно СРЗА ОДУ).</li> <li>— Откорректированные и согласованные планы-графики технического обслуживания устройств РЗА I, II, III групп и устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении СО-ЦДУ ЕЭС, ОДУ, РДУ (месячные и годовые).</li> <li>— Величины токов КЗ на шинах 110–220 кВ и шинах генераторного напряжения электростанций для расчета уставок РЗА оборудования и режим заземления нейтралей трансформаторов 110–220кВ.</li> <li>— Информационные письма о неправильных действиях и выявленных дефектах устройств РЗА с рекомендациями по их устранению.</li> <li>— Информационные обзоры по итогам эксплуатации устройств РЗА в энергосистеме</li> </ul>		<p>ЭТЛ ТЭС, ГЭС передает СРЗА РДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Уставки резервных защит тупиковых ЛЭП и трансформаторов тупиковых подстанций 110кВ, ШСВ и СВ напряжением 35кВ, ШСВ и СВ собственных нужд 6–10кВ на согласование, а также материалы по своевременному согласованию всех намечаемых перестроек и реконструкции устройств РЗА, которые могут повлиять на работу устройств РЗА I–III групп и устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ.</li> <li>— Сведения о выполнении указаний служб РЗА РДУ, ОДУ и СО-ЦДУ ЕЭС.</li> <li>— Сведения обо всех случаях неправильных действий устройств РЗА I, II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, — немедленно (если они происходят в нерабочее время, то до 11 часов первого рабочего дня).</li> <li>— Сведения, в установленной форме, обо всех случаях правильных и неправильных действий устройств РЗА I, II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, а также случаях неправильной работы устройств РЗА не зависимо от диспетчерского управления и ведения ЛЭП 110–220 кВ, СВ, ШСВ, ОВ, шин 110–220 кВ электростанций, входящих в системообразующие транзиты, генераторов, повышающих трансформаторов, блоков генератор — трансформатор, резервных трансформаторов собственных нужд напряжением 110–220 кВ электростанций, автотрансформаторов и трансформаторов связи, сведения о дефектах, выявленных при профобслуживании устройств РЗА — ежемесячно, до 10 числа следующего месяца.</li> <li>— На согласование технические задания на проектирование, подготавливаемые ТЭС, ГЭС, в части устройств РЗА I, II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ и выполненные по ним проекты.</li> <li>— Годовой отчет о работе устройств РЗА в установленной форме.</li> <li>— По запросу дополнительные сведения о работах, проводимых по оперативным заявкам, и о мероприятиях с устройствами РЗА I, II, III групп, а также с устройствами РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, по обеспечению надежности системы РЗА на время проведения работ по оперативной заявке.</li> <li>— Подтверждение выполнения заданий СРЗА РДУ по настройке уставок, характеристик, внесения изменений в схемы и т.п.</li> <li>— Исполнительные схемы устройств РЗА I, II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, для которых технические параметры выбираются службой РЗА РДУ, при новом включении или реконструкции (в течение 2 месяцев после производства работ)</li> </ul>

**ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ**

**Взаимодействие между СРЗА РДУ и ЭТЛ ТЭС, ГЭС**

СРЗА РДУ	10	ЭТЛ ТЭС, ГЭС
		<p>ЭТЛ ТЭС, ГЭС передает СРЗА РДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Параметры электрооборудования и другие данные, необходимые для расчетов ТКЗ, выбора уставок РЗА, анализа работы устройств РЗА по запросу СРЗА РДУ.</li> <li>— Копии или оригиналы осциллограмм и файлы регистраторов аварийных событий — по запросу или автоматически.</li> <li>— Планы — графики технического обслуживания устройств РЗА I, II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении СО-ЦДУ ЕЭС, ОДУ, РДУ на согласование (месячные и годовые).</li> <li>— Местные инструкции по оперативному обслуживанию устройств РЗА I, II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ — по запросу</li> </ul>

**Взаимодействие между СРЗА РДУ и ЭТЛ АЭС**

СРЗА РДУ	11	ЭТЛ АЭС
<p>СРЗА РДУ передает ЭТЛ АЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Технические требования к устройствам РЗА I, II, III групп, а также к устройствам РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, и к устройствам РЗА ЛЭП 110–220кВ, СВ, ШСВ, ОВ, шин 110–220кВ электростанций, входящих в системообразующие транзиты; генераторов, повышающих трансформаторов, блоков генератор-трансформатор, резервных трансформаторов собственных нужд напряжением 110–220кВ электростанций, автотрансформаторов и трансформаторов связи.</li> <li>— Уставки и характеристики для устройств РЗА III группы, а также устройств РЗА IV группы и устройств РЗА 110–220 кВ по п.1., находящихся в диспетчерском ведении РДУ, для которых технические параметры выбираются службой РЗА РДУ.</li> <li>— Инструкции по обслуживанию и оперативные указания по устройствам РЗА I, II, III групп.</li> <li>— Откорректированные и согласованные планы-графики технического обслуживания устройств РЗА I, II, III групп и устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении СО-ЦДУ ЕЭС, ОДУ, РДУ (месячные и годовые).</li> <li>— Величины токов КЗ на шинах 110–220 кВ и шинах генераторного напряжения АЭС для расчетов уставок РЗА оборудования и режим заземления нейтралей трансформаторов 110–220кВ.</li> <li>— Информационные письма о неправильных действиях и выявленных дефектах устройств РЗА с рекомендациями по их устранению</li> </ul>		<p>ЭТЛ АЭС передает СРЗА РДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Уставки резервных защит тупиковых ЛЭП и трансформаторов тупиковых подстанций 110кВ, ШСВ и СВ напряжением 35кВ, ШСВ и СВ собственных нужд 6–10кВ на согласование, а также материалы по своевременному согласованию всех намечаемых перестроек и реконструкции устройств РЗА, которые могут повлиять на работу устройств РЗА I–III групп и устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ.</li> <li>— Сведения о выполнении указаний служб РЗА РДУ, ОДУ и СО-ЦДУ ЕЭС.</li> <li>— Сведения обо всех случаях неправильных действий устройств РЗА I, II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, — немедленно (если они происходят в нерабочее время, то до 11 часов первого рабочего дня).</li> <li>— Сведения, в установленной форме, обо всех случаях правильных и неправильных действий устройств РЗА I, II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, а также случаях неправильной работы устройств РЗА не зависимо от диспетчерского управления и ведения ЛЭП 110–220 кВ, СВ, ШСВ, ОВ, шин 110–220 кВ электростанций, входящих в системообразующие транзиты, генераторов, повышающих трансформаторов, блоков генератор — трансформатор, резервных трансформаторов собственных нужд напряжением 110–220 кВ электростанций, автотрансформаторов и трансформаторов связи, сведения о дефектах, выявленных при профобслуживании устройств РЗА — ежемесячно, до 10 числа следующего месяца</li> </ul>

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

## Взаимодействие между СРЗА РДУ и ЭТЛ АЭС

СРЗА РДУ	11	ЭТЛ АЭС
<p>СРЗА РДУ передает ЭТЛ АЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Информационные обзоры по итогам эксплуатации устройств РЗА в энергосистеме</li> </ul>		<p>ЭТЛ АЭС передает СРЗА РДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— На согласование технические условия и задания на проектирование, подготавливаемые АЭС в части устройств РЗА I, II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ и выполненные по ним проекты. Годовой отчет о работе устройств РЗА в установленной форме.</li> <li>— По запросу дополнительные сведения о работах, проводимых по оперативным заявкам, и о мероприятиях с устройствами РЗА I, II, III групп, а также с устройствами РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, по обеспечению надежности системы РЗА на время проведения работ по оперативной заявке. Подтверждение выполнения заданий СРЗА РДУ по настройке уставок, характеристик, внесения изменений в схемы и т.п.</li> <li>— Исполнительные схемы устройств РЗА I, II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, для которых технические параметры выбираются службой РЗА РДУ, при новом включении или реконструкции (в течение 2 месяцев после производства работ).</li> <li>— Параметры электрооборудования и другие данные, необходимые для расчетов ТКЗ, выбора уставок РЗА, анализа работы устройств РЗА по запросу СРЗА РДУ. Копии или оригиналы осциллограмм и файлы регистраторов аварийных событий — по запросу или автоматически.</li> <li>— Планы-графики технического обслуживания устройств РЗА I, II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении СО-ЦДУ ЕЭС, ОДУ, РДУ на согласование (месячные и годовые).</li> <li>— Местные инструкции по оперативному обслуживанию устройств РЗА I, II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ — по запросу</li> </ul>

## Взаимодействие между СРЗА РДУ и СРЗА РГК

СРЗА РДУ	12	СРЗА РГК
<p>СРЗА РДУ передает СРЗА РГК:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Технические требования к устройствам РЗА II, III групп, а также устройствам РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ и к устройствам РЗА ЛЭП 110–220 кВ, СВ, ШСВ, ОВ, шин 110–220 кВ электростанций, входящих в системообразующие транзиты, генераторов, повышающих трансформаторов, блоков генератор-трансформатор, резервных трансформаторов собственных нужд напряжением 110–220 кВ электростанций, автотрансформаторов и трансформаторов связи</li> </ul>		<p>СРЗА РГК передает СРЗА РДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Уставки резервных защит тупиковых ЛЭП и трансформаторов тупиковых подстанций 110 кВ, ШСВ и СВ напряжением 35 кВ, ШСВ и СВ собственных нужд 6–10 кВ на согласование, а также материалы по своевременному согласованию всех намечаемых перестроек и реконструкции устройств РЗА, которые могут повлиять на работу устройств РЗА II–III групп и устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ.</li> <li>— Сведения о выполнении указаний служб РЗА РДУ, ОДУ</li> </ul>

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

## Взаимодействие между СРЗА РДУ и СРЗА РГК

СРЗА РДУ	12	СРЗА РГК
<p>СРЗА РДУ передает СРЗА РГК:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Уставки и характеристики для устройств РЗА III группы, устройств РЗА IV группы по п. 3, устройств РЗА линий электропередачи и электрооборудования 110–220 кВ по п.4. Перечень электрооборудования, находящегося в оперативном управлении РГК и в диспетчерском ведении РДУ, для которого уставки устройств РЗА рассчитываются и задаются службой РЗА РДУ. Перечень линий электропередачи 110–220 кВ, электрооборудования 110–220 кВ электростанций, входящих в системообразующие транзиты, генераторов, повышающих трансформаторов, блоков генератор — трансформатор, резервных трансформаторов собственных нужд 110–220 кВ электростанций, автотрансформаторов и трансформаторов связи, не находящихся в диспетчерском ведении РДУ, для которых уставки устройств РЗА рассчитываются и задаются службой РЗА РДУ. Перечень электрооборудования, находящегося в оперативном управлении РГК и в диспетчерском ведении РДУ, для которого уставки устройств РЗА рассчитываются и задаются СРЗА РГК после согласования со службой РЗА РДУ. Согласованные уставки устройств РЗА по п.5. Инструкции по обслуживанию и оперативные указания по устройствам РЗА III группы. Откорректированные и согласованные планы-графики технического обслуживания устройств РЗА II, III групп и устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении ОДУ, РДУ (месячные и годовые). Величины токов КЗ на шинах 110–220 кВ и шинах генераторного напряжения электростанций для расчета уставок РЗА и режим заземления нейтралей трансформаторов 110–220кВ. Информационные письма о неправильных действиях и выявленных дефектах устройств РЗА с рекомендациями по их устранению. Информационные обзоры по итогам эксплуатации устройств РЗА в энергосистеме</li> </ul>		<p>СРЗА РГК передает СРЗА РДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Сведения обо всех случаях неправильных действий устройств РЗА II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, — немедленно (если они происходят в нерабочее время, то до 11 часов первого рабочего дня).</li> <li>— Сведения в установленной форме обо всех случаях правильных и неправильных действий устройств РЗА II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, и случаях неправильной работы устройств РЗА независимо от диспетчерского управления и ведения ЛЭП 110–220 кВ, СВ, ШСВ, ОВ, шин 110–220 кВ электростанций, входящих в системообразующие транзиты, генераторов, повышающих трансформаторов, блоков генератор - трансформатор, резервных трансформаторов собственных нужд напряжением 110–220 кВ электростанций, автотрансформаторов и трансформаторов связи, сведения о дефектах, выявленных при профобслуживании устройств РЗА – ежемесячно, до 10 числа следующего месяца.</li> <li>— На согласование технические задания на проектирование, подготавливаемые РГК, в части устройств РЗА II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ и выполненные по ним проекты.</li> <li>— На согласование уставки устройств РЗА электрооборудования, находящегося в оперативном управлении РГК и в диспетчерском ведении РДУ, для которого уставки устройств РЗА рассчитываются и задаются СРЗА РГК после согласования со службой РЗА РДУ.</li> <li>— Годовой отчет о работе устройств РЗА.</li> <li>— По запросу дополнительные сведения о работах, проводимых по оперативным заявкам, и о мероприятиях с устройствами РЗА II, III групп, а также с устройствами РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, по обеспечению надежности системы РЗА на время проведения работ по оперативной заявке.</li> <li>— Подтверждение выполнения заданий СРЗА РДУ по настройке уставок, характеристик, внесения изменений в схемы и т.п.</li> <li>— Исполнительные схемы устройств РЗА II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, для которых технические параметры выбираются службой РЗА РДУ, при новом включении или реконструкции (в течение 2 месяцев после производства работ).</li> <li>— Параметры электрооборудования и другие данные, необходимые для расчетов ТКЗ, выбора уставок РЗА, анализа работы устройств РЗА по запросу СРЗА РДУ.</li> <li>— Копии или оригиналы осциллограмм и файлы регистраторов аварийных событий — по запросу или автоматически.</li> <li>— Планы-графики технического обслуживания устройств РЗА II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении ОДУ, РДУ на согласование (месячные и годовые).</li> <li>— Местные инструкции по оперативному обслуживанию устройств РЗА II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ — по запросу</li> </ul>

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

## Взаимодействие между СРЗА РДУ и СРЗА ЦУС РСК (АО-энерго)

СРЗА РДУ	13	СРЗА ЦУС РСК (АО-энерго)
<p>СРЗА РДУ передает СРЗА ЦУС РСК (АО-энерго):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Технические требования к устройствам РЗА III групп, а также устройствам РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ.</li> <li>— Уставки и характеристики для устройств РЗА III группы, устройств РЗА IV группы по п.3, устройств РЗА линий электропередачи и электрооборудования 110–220 кВ по п.4.</li> <li>— Перечень электрооборудования, находящегося в оперативном управлении ЦУС РСК (АО-энерго) и в диспетчерском ведении РДУ, для которого уставки устройств РЗА рассчитываются и задаются службой РЗА РДУ.</li> <li>— Перечень электрооборудования, находящегося в диспетчерском управлении ЦУС РСК (АО-энерго) и в диспетчерском ведении РДУ, для которого уставки устройств РЗА рассчитываются и задаются СРЗА ЦУС РСК (АО-энерго) после согласования со службой РЗА РДУ.</li> <li>— Согласованные уставки устройств РЗА по п.4.</li> <li>— Инструкции по оперативному обслуживанию и оперативные указания по устройствам РЗА III группы.</li> <li>— Откорректированные и согласованные планы-графики технического обслуживания устройств РЗА III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ (месячные и годовые).</li> <li>— Величины токов КЗ на шинах 110–220 кВ подстанций для расчета уставок РЗА и режим заземления нейтралей трансформаторов 110–220 кВ.</li> <li>— Согласованные технические задания на проектирование в части устройств РЗА III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, подготавливаемые ЦУС РСК (АО-энерго), и выполненные по ним проекты.</li> <li>— Информационные письма о неправильных действиях и выявленных дефектах устройств РЗА с рекомендациями по их устранению.</li> <li>— Информационные обзоры по итогам эксплуатации устройств РЗА в энергосистеме</li> </ul>		<p>СРЗА ЦУС РСК (АО-энерго) передает СРЗА РДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Уставки резервных защит тупиковых ЛЭП, резервных защит трансформаторов 110–220 кВ на согласование, а также материалы по своевременному согласованию всех намечаемых перестроек и реконструкции устройств РЗА, которые могут повлиять на работу устройств РЗА III группы, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ.</li> <li>— Сведения о выполнении указаний служб РЗА РДУ, подтверждение выполнения заданий СРЗА РДУ по настройке уставок, характеристик, внесения изменений в схемы и т.п.</li> <li>— Сведения обо всех случаях неправильных действий устройств РЗА III группы, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении в возможно короткие сроки.</li> <li>— Сведения, в установленной форме, обо всех случаях правильных и неправильных действий устройств РЗА III группы, а также устройств РЗА IV группы, сведения о дефектах, выявленных при профобслуживании устройств РЗА — ежемесячно, до 10 числа следующего месяца.</li> <li>— На согласование технические задания на проектирование, подготавливаемые ЦУС РСК (АО-энерго) в части устройств РЗА III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ и выполненные по ним проекты.</li> <li>— На согласование уставки устройств РЗА электрооборудования, находящегося в оперативном управлении ЦУС РСК (АО-энерго) и в диспетчерском ведении РДУ, для которого уставки устройств РЗА рассчитываются и задаются СРЗА ЦУС РСК (АО-энерго).</li> <li>— Сведения из годового отчета о работе устройств РЗА.</li> <li>— Информацию (в том числе по телефону) о внеплановых оперативных заявках на работы в цепях и устройствах РЗА, находящихся в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении РДУ.</li> <li>— По запросу дополнительные сведения о работах, проводимых по оперативным заявкам, и о мероприятиях с устройствами РЗА III группы, а также с устройствами РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, по обеспечению надежности системы РЗА на время проведения работ по оперативной заявке.</li> <li>— Исполнительные схемы устройств РЗА III группы, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, для которых технические параметры выбираются службой РЗА РДУ, при новом включении или реконструкции (в течение 2 месяцев после производства работ)</li> </ul>

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

### Взаимодействие между СРЗА РДУ и СРЗА ЦУС РСК (АО-энерго)

СРЗА РДУ	13	СРЗА ЦУС РСК (АО-энерго)
		<p>СРЗА ЦУС РСК (АО-энерго) передает СРЗА РДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Параметры линий электропередачи электрооборудования и другие данные, необходимые для расчетов ТКЗ, выбора уставок РЗА, анализа работы устройств РЗА по запросу СРЗА РДУ.</li> <li>Копии или оригиналы осциллограмм и файлы регистраторов аварийных событий — по запросу или автоматически.</li> <li>— Планы-графики технического обслуживания устройств РЗА III группы, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ (на согласование, месячные и годовые).</li> <li>— Местные инструкции по оперативному обслуживанию устройств РЗА III группы, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ — по запросу</li> </ul>

### Взаимодействие между СРЗА РДУ и Потребителем

СРЗА РДУ	14	Потребитель
<p>СРЗА РДУ передает Потребителю:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Технические требования к устройствам РЗА II, III групп, а также к устройствам РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, и к устройствам РЗА ЛЭП 110–220 кВ, СВ, ШСВ, ОВ, шин 110–220 кВ электростанций и подстанций, входящих в системообразующие транзиты, генераторов, повышающих трансформаторов, блоков генератор-трансформатор, резервных трансформаторов собственных нужд напряжением 110–220кВ электростанций, автотрансформаторов и трансформаторов связи.</li> <li>— Уставки и характеристики для устройств РЗА III группы, устройств РЗА IV группы по п.3, устройств РЗА линий электропередачи и электрооборудования 110–220 кВ по п.4.</li> <li>— Перечень электрооборудования, находящегося в диспетчерском ведении РДУ, для которого уставки устройств РЗА рассчитываются и задаются службой РЗА РДУ.</li> <li>— Перечень линий электропередачи 110–220 кВ, электрооборудования 110–220 кВ электростанций и подстанций, входящих в системообразующие транзиты, генераторов, повышающих трансформаторов, блоков генератор-трансформатор, резервных трансформаторов собственных нужд 110–220 кВ электростанций, автотрансформаторов и трансформаторов связи, не находящихся в диспетчерском ведении РДУ, для которых уставки устройств РЗА рассчитываются и задаются службой РЗА РДУ</li> </ul>		<p>Потребитель передает СРЗА РДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Уставки резервных защит тупиковых ЛЭП, резервных защит трансформаторов 110кВ на согласование, а также материалы по своевременному согласованию всех намечаемых перестроек и реконструкции устройств РЗА, которые могут повлиять на работу устройств РЗА II–III групп, а также IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ.</li> <li>— Сведения о выполнении указаний служб РЗА РДУ, ОДУ.</li> <li>— Сведения обо всех случаях неправильных действий устройств РЗА II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ и транзитной сети 110–220 кВ независимо от оперативной подведомственности — немедленно (если они происходят в нерабочее время, то до 11 часов первого рабочего дня).</li> <li>— Сведения, в установленной форме, обо всех случаях правильных и неправильных действий устройств РЗА II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ и транзитной сети 110–220 кВ независимо от диспетчерской подведомственности, сведения о дефектах, выявленных при профобслуживании устройств РЗА — ежемесячно, до 10 числа следующего месяца</li> </ul>

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

## Взаимодействие между СРЗА РДУ и Потребителем

СРЗА РДУ	14	Потребитель
<p>СРЗА РДУ передает Потребителю:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Перечень электрооборудования, находящегося в диспетчерском ведении РДУ, для которого уставки устройств РЗА рассчитываются и задаются Потребителем после согласования со службой РЗА РДУ</li> <li>— Согласованные уставки устройств РЗА по п.5.</li> <li>— Инструкции по оперативному обслуживанию и оперативные указания по устройствам РЗА II, III групп. Откорректированные и согласованные планы-графики технического обслуживания устройств РЗА II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ (месячные и годовые).</li> <li>— Согласованные технические задания на проектирование в части устройств РЗА II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, и устройств РЗА транзитной сети 110–220 кВ по п.1, подготавливаемые Потребителем, и выполненные по ним проекты.</li> <li>— Величины токов КЗ на шинах 110–220 кВ подстанций для расчета уставок устройств РЗА и режим заземления нейтралей трансформаторов 110–220 кВ</li> </ul>		<p>Потребитель передает СРЗА РДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— На согласование уставки устройств РЗА электрооборудования, находящегося в диспетчерском ведении РДУ, для которого уставки устройств РЗА рассчитываются и задаются Потребителем после согласования со службой РЗА РДУ.</li> <li>— По запросу дополнительные сведения о работах, проводимых по оперативным заявкам, и о мероприятиях с устройствами РЗА II, III групп, а также с устройствами РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, по обеспечению надежности системы РЗА на время проведения работ по оперативной заявке.</li> <li>— Подтверждение выполнения заданий СРЗА РДУ по настройке уставок, характеристик, внесения изменений в схемы и т.п.</li> <li>— Исполнительные схемы устройств РЗА II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, для которых технические параметры выбираются службой РЗА РДУ, при новом включении или реконструкции (в течение 2 месяцев после производства работ).</li> <li>— Параметры линий электропередачи электрооборудования и другие данные, необходимые для расчетов ТКЗ, выбора уставок РЗА, анализа работы устройств РЗА по запросу СРЗА РДУ.</li> <li>— Копии или оригиналы осциллограмм и файлы регистраторов аварийных событий — по запросу или автоматически.</li> <li>— Планы-графики технического обслуживания устройств РЗА II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ на согласование (месячные и годовые).</li> <li>— Местные инструкции по оперативному обслуживанию устройств РЗА II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ — по запросу.</li> <li>— Годовые отчеты о работе устройств РЗА</li> </ul>

## Взаимодействие между СРЗА РДУ и СРЗА ПМЭС

СРЗА РДУ	15	СРЗА ПМЭС
<p>СРЗА РДУ передает СРЗА МЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Технические требования РДУ к устройствам РЗА, установленным на подстанциях ПМЭС.</li> <li>— Технические материалы по принципам выполнения, типам, уставкам и характеристикам устройств РЗА III группы, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, для которых технические параметры выбираются службой РЗА РДУ.</li> <li>— Согласованные СРЗА РДУ принципиальные и структурные схемы устройств РЗА, полученные на согласование от СРЗА ПМЭС</li> </ul>		<p>СРЗА ПМЭС передает СРЗА РДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Материалы для согласования всех намечаемых перестроек и реконструкций устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении РДУ.</li> <li>— Документы, подтверждающие выполнение указаний служб РЗА РДУ, ОДУ и СО-ЦДУ ЕЭС.</li> <li>— Сведения обо всех случаях неправильных действий устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении РДУ — немедленно (если они происходят в нерабочее время, то до 11 часов первого рабочего дня)</li> </ul>

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

## Взаимодействие между СРЗА РДУ и СРЗА ПМЭС

СРЗА РДУ	15	СРЗА ПМЭС
<p>СРЗА РДУ передает СРЗА МЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Перечень электрооборудования, находящегося в оперативном управлении ПМЭС и в диспетчерском ведении РДУ, для которых технические параметры устройств РЗА выбираются и задаются службой РЗА РДУ.</li> <li>— Инструкции по оперативному обслуживанию устройств РЗА III группы.</li> <li>— Откорректированные и согласованные планы-графики технического обслуживания устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении СО-ЦДУ ЕЭС, ОДУ, РДУ (месячные и годовые).</li> <li>— Величины токов КЗ на шинах 110–220 кВ подстанций для расчета уставок РЗА электрооборудования подстанций.</li> <li>— Информационные письма о неправильных действиях и выявленных дефектах устройств РЗА с рекомендациями по их устранению.</li> <li>— Информационные обзоры по итогам эксплуатации устройств РЗА в энергосистеме.</li> <li>— Служба РЗА РДУ контролирует и оказывает содействие службе РЗА ПМЭС в выполнении заданий служб РЗА РДУ, ОДУ и СО-ЦДУ ЕЭС</li> </ul>		<p>СРЗА ПМЭС передает СРЗА РДУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Анализ действия устройств РЗА на линиях электропередачи и электрооборудовании напряжением 110 кВ и выше (правильных и неправильных) — ежеквартально.</li> <li>— Сведения по телефону о подаче внеплановых оперативных заявок на работы в цепях и устройствах РЗА, находящихся в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении РДУ.</li> <li>— Сведения или материалы по доработке оперативных заявок на работы с устройствами РЗА и на работы на силовом электрооборудовании с присылкой дополнительных уточненных условий проведения работы или программы работ (по запросу).</li> <li>— Параметры настройки устройств РЗА, подведомственных диспетчерам РДУ, ОДУ или СО-ЦДУ ЕЭС, исполнительные схемы устройств РЗА II, III групп, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ, для которых технические параметры выбираются службой РЗА РДУ, при новом включении или реконструкции (в течение 2 месяцев после производства работ).</li> <li>— Данные необходимые для расчетов токов и напряжений при коротких замыканиях, выбора уставок и дополнительные данные для анализа работы устройств РЗА (по запросу).</li> <li>— Копии или оригиналы осциллограмм и файлы регистраторов аварийных событий (по запросу или автоматически).</li> <li>— Местные инструкции для дежурных подстанций ПМЭС по оперативному обслуживанию устройств РЗА III группы (для сведения, по запросу)</li> </ul>

## Взаимодействие между СРЗА РГК и ЭТЛ электростанции (нецентрализованные функции)

СРЗА РГК	16	СРЗА ПМЭС
<p>СРЗА РГК передает ЭТЛ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Материалы по эксплуатации и выполнению мероприятий, повышающих надежность устройств РЗА, на основе опыта эксплуатации и расследования технологических нарушений.</li> <li>— Материалы анализа работы устройств РЗА электростанций РГК и противоаварийные мероприятия и рекомендации по совершенствованию устройств.</li> <li>— Планы и проекты техпервооружения РЗА</li> </ul>		<p>ЭТЛ передает СРЗА РГК:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Документы, подтверждающие службе РЗА РГК выполнение ее указаний по эксплуатации и реконструкции устройств РЗА.</li> <li>— Сведения обо всех случаях неправильных действий устройств РЗА, установленных на электростанции — немедленно (если они происходят в нерабочее время, то в течение первого рабочего дня).</li> <li>— Сведения в установленной форме обо всех случаях правильных и неправильных действиях устройств РЗА, установленных на электростанции — еженедельно.</li> <li>— Анализ действия устройств РЗА на линиях электропередачи и электрооборудовании электростанции (правильных и неправильных) — ежеквартально.</li> <li>— Копии или оригиналы осциллограмм и файлы регистраторов аварийных событий (по запросу или автоматически).</li> <li>— Отчет о работе ЭТЛ</li> </ul>

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

### Взаимодействие между СРЗА РГК и ЭТЛ электростанции (централизованные функции)

СРЗА РГК	17	ЭТЛ
<p>СРЗА РГК передает ЭТЛ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Технические требования РГК к системам РЗА электростанции.</li> <li>— Необходимые технические материалы по принципам выполнения, типам, размещению устройств РЗА на электростанции.</li> <li>— Уставки и характеристики устройств РЗА II, III групп, а также IV группы, находящихся в оперативном ведении РГК</li> <li>— Инструкции по обслуживанию и оперативные указания по устройствам РЗА II, III групп, а также IV группы, находящихся в оперативном ведении РГК</li> <li>— Откорректированные и согласованные планы-графики технического обслуживания устройств РЗА II, III групп, а также IV группы, находящихся в оперативном ведении РГК (месячные и годовые).</li> <li>— Согласованные пусковые схемы и предусмотренные в них объемы устройств РЗА.</li> <li>— Согласованные материалы по реконструкции устройств РЗА на электростанции</li> </ul>		<p>ЭТЛ передает службе РЗА РГК:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Технические требования электростанции к системам и устройствам РЗА, устанавливаемым на электростанции.</li> <li>— Материалы для согласования службой РЗА РГК всех намечаемых реконструкций устройств РЗА на электростанции.</li> <li>— На согласование пусковые схемы и предусмотренные в них объемы устройств РЗА.</li> <li>— Сведения по телефону о подаче внеплановых оперативных заявок на работы в цепях устройств РЗА электростанции.</li> <li>— Планы-графики технического обслуживания устройств РЗА электростанции (месячные и годовые)</li> </ul>

### Взаимодействие между подразделениям РЗА ОГК и ЭТЛ ТЭС, ГЭС и между подразделением РЗА ТГК и СРЗА РГК (нецентрализованные функции)

Подразделение РЗА ОГК (ТГК)	18	ЭТЛ ТЭС, ГЭС (СРЗА РГК)
<p>Подразделение РЗА ОГК (ТГК) передает ЭТЛ ТЭС, ГЭС (СРЗА РГК):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Материалы по эксплуатации и выполнению мероприятий, повышающих надежность устройств РЗА, на основе опыта эксплуатации и расследования технологических нарушений.</li> <li>— Материалы анализа работы устройств РЗА ТЭС, ГЭС ОГК (электростанций ТГК) и противоаварийные мероприятия и рекомендации по совершенствованию устройств</li> </ul>		<p>ЭТЛ ТЭС, ГЭС (СРЗА РГК) передает подразделению РЗА ОГК (ТГК):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Документы, подтверждающие подразделению РЗА ОГК (ТГК) выполнение его указаний по эксплуатации и реконструкции устройств РЗА.</li> <li>— Сведения в установленной форме обо всех случаях правильных и неправильных действиях устройств РЗА, установленных на ТЭС, ГЭС (электростанциях РГК) — еженедельно.</li> <li>— Анализ действия устройств РЗА на линиях электропередачи и электрооборудовании ТЭС, ГЭС (электростанциях РГК) (правильных и неправильных) — ежеквартально.</li> <li>— Данные, необходимые для расчетов токов и напряжений при коротких замыканиях и других аварийных режимах, выбора уставок и характеристик, и дополнительные данные для анализа работы устройств РЗА (по запросу).</li> <li>— Отчет по РЗА о работе ЭТЛ (РГК)</li> </ul>

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

### Взаимодействие между отделом РЗА концерна «Росэнергоатом» и ЭТЛ АЭС (нецентрализованные функции)

Отдел РЗА концерна «Росэнергоатом»	19	ЭТЛ АЭС
<p>Отдел РЗА концерна «Росэнергоатом» передает ЭТЛ АЭС</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Материалы по эксплуатации и выполнению мероприятий, повышающих надежность устройств РЗА, на основе опыта эксплуатации и расследования технологических нарушений.</li> <li>— Материалы анализа работы устройств РЗА АЭС и противоаварийные мероприятия и рекомендации по совершенствованию устройств</li> </ul>		<p>ЭТЛ АЭС передает отделу РЗА концерна «Росэнергоатом»:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Документы, подтверждающие отделу РЗА концерна «Росэнергоатом» выполнение ее указаний по эксплуатации и реконструкции устройств РЗА.</li> <li>— Сведения в установленной форме обо всех случаях правильных и неправильных действиях устройств РЗА, установленных на АЭС — еженедельно.</li> <li>— Анализ действия устройств РЗА на линиях электропередачи и электрооборудовании АЭС (правильных и неправильных) — ежеквартально.</li> <li>— Данные, необходимые для расчетов токов и напряжений при коротких замыканиях и других аварийных режимах, выбора уставок и характеристик, и дополнительные данные для анализа работы устройств РЗА (по запросу).</li> <li>— Местные инструкции для диспетчеров АЭС по оперативному обслуживанию устройств РЗА.</li> <li>— Отчет о работе ЭТЛ</li> </ul>

### Взаимодействие между СРЗА ФСК ЕЭС и СРЗА МЭС (нецентрализованные функции)

СРЗА ФСК ЕЭС	20	СРЗА МЭС
<p>СРЗА ФСК ЕЭС передает СРЗА МЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Указания по принципам выполнения, типам и характеристикам вновь вводимых устройств РЗА.</li> <li>— Указания по оперативному обслуживанию устройств РЗА ЕНЭС.</li> <li>— Согласованные программы по вводу/выводу ЛЭП, оборудования, устройств РЗА на объектах ЕНЭС.</li> <li>— Согласованные пусковые схемы и программы при вводе в работу нового электрооборудования и ЛЭП с необходимым объемом РЗА.</li> <li>— Согласованные технические задания, требования, проекты нового строительства и реконструкции объектов ЕНЭС.</li> <li>— Методические указания для МЭС по составлению программ, инструкций и указаний оперативному персоналу предприятий по обслуживанию устройств РЗА.</li> <li>— Указания по организации расчетов токов и напряжений при коротких замыканиях, выбора уставок устройств РЗА и ПА, определения места повреждения (ОМП) на ЛЭП на объектах ЕНЭС.</li> <li>— Информационные письма о неправильных действиях и выявленных дефектах устройств РЗА с рекомендациями по их устранению</li> </ul>		<p>СРЗА МЭС передает СРЗА ФСК ЕЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Материалы для согласования всех намечаемых реконструкций устройств РЗА.</li> <li>— Документы, подтверждающие выполнение указаний СРЗА ФСК ЕЭС и служб РЗА СО-ЦДУ ЕЭС.</li> <li>— На согласование программы по вводу/выводу ЛЭП, оборудования, устройств РЗА на объектах ЕНЭС.</li> <li>— На согласование технические задания и требования на проектирование объектов ЕНЭС, подготавливаемые МЭС и выполненные по ним проекты.</li> <li>— На согласование пусковые схемы и программы при вводе в работу нового электрооборудования и ЛЭП с необходимым объемом РЗА.</li> <li>— Информацию по выявленным в процессе эксплуатации дефектам устройств РЗА. Сведения обо всех случаях неправильных действий устройств РЗА — немедленно (если они происходят в нерабочее время, то в течение первого рабочего дня).</li> <li>— Сведения в установленной форме обо всех случаях неправильных действиях устройств РЗА — еженедельно.</li> <li>— Сведения в установленной форме обо всех случаях правильных и неправильных действий устройств РЗА — ежеквартально</li> </ul>

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

### Взаимодействие между СРЗА ФСК ЕЭС и СРЗА МЭС (нецентрализованные функции)

СРЗА ФСК ЕЭС	20	СРЗА МЭС
<p>СРЗА ФСК ЕЭС передает СРЗА МЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Информационные обзоры по итогам эксплуатации устройств РЗА в ЕНЭС</li> </ul>		<p>СРЗА МЭС передает СРЗА ФСК ЕЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Параметры настройки устройств РЗА, структурные или принципиальные схемы этих устройств (по запросу).</li> <li>— Копии или оригиналы осциллограмм регистраторов аварийных событий (по запросу или автоматически)</li> <li>— Годовые планы-графики технического обслуживания устройств РЗА.</li> <li>— Информационные письма по вопросам оперативной и технической эксплуатации устройств РЗА, выпускаемые службами РЗА МЭС.</li> <li>— Инструкции по оперативному обслуживанию устройств РЗА I, II, III, IV групп — по запросу.</li> <li>— Местные инструкции для дежурного персонала подстанций МЭС по оперативному обслуживанию устройств РЗА — по запросу.</li> <li>— Годовые отчеты в установленной форме о работе устройств РЗА и служб РЗА МЭС</li> </ul>

### Взаимодействие между СРЗА МЭС (ЦУС МЭС) и СРЗА ПМЭС (централизованные функции)

СРЗА МЭС (ЦУС МЭС)	21	СРЗА ПМЭС
<p>СРЗА МЭС (ЦУС МЭС) передает СРЗА ПМЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Указания по выполнению проектов нового строительства и реконструкции объектов ЕНЭС.</li> <li>— Указания по принципам выполнения, уставкам и характеристикам устройств РЗА ВЛ и электрооборудования подстанций ПМЭС.</li> <li>— Методические указания для ПМЭС по составлению инструкций и указаний оперативному персоналу предприятий по обслуживанию устройств РЗА.</li> <li>— Инструкции по обслуживанию устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении СО-ЦДУ ЕЭС, ОДУ и РДУ.</li> <li>— Перечень устройств РЗА, для которых технические параметры выбираются и задаются службой РЗА ЦУС МЭС.</li> <li>— Инструкции по обслуживанию устройств РЗА объектов диспетчеризации ЦУС.</li> <li>— Откорректированные и согласованные планы-графики технического обслуживания устройств РЗА объектов ПМЭС</li> </ul>		<p>СРЗА ПМЭС передает СРЗА МЭС (ЦУС МЭС)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Материалы для согласования всех намечаемых реконструкций устройств РЗА.</li> <li>— Сведения о подаче внеплановых оперативных заявок на работы в цепях и устройствах РЗА.</li> <li>— Сведения и материалы по доработке оперативных заявок на работы с устройствами РЗА и на работы на силовом электрооборудовании с присылкой дополнительных уточненных условий проведения работы или программы работ, если заявки были проработаны недостаточно.</li> <li>— Параметры настройки, структурные, принципиальные схемы устройств РЗА ЛЭП, электрооборудования подстанций ПМЭС — по запросу.</li> <li>— Документы, подтверждающие выполнение указаний служб РЗА МЭС (ЦУС МЭС).</li> <li>— Сведения обо всех случаях неправильных действий устройств РЗА объектов ПМЭС немедленно (если они происходят в нерабочее время, то в начале первого рабочего дня).</li> <li>— Копии или оригиналы осциллограмм регистраторов аварийных событий-по запросу или автоматически.</li> <li>— Планы-графики технического обслуживания устройств РЗА объектов ПМЭС (на согласование).</li> <li>— Отчеты о выполнении утвержденных графиков технического обслуживания устройств РЗА</li> </ul>

## ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

### Взаимодействие между СРЗА МЭС (ЦУС МЭС) и СРЗА ПМЭС (нецентрализованные функции)

СРЗА МЭС (ЦУС МЭС)	22	СРЗА ПМЭС
<p>СРЗА МЭС (ЦУС МЭС) передает СРЗА ПМЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Информационные письма о неправильных действиях и выявленных дефектах устройств РЗА с рекомендациями по их устранению.</li> <li>— Информационные обзоры по итогам эксплуатации устройств РЗА.</li> <li>— Материалы по эксплуатации и выполнению мероприятий, повышающих надежность устройств РЗА, на основе опыта эксплуатации и расследования технологических нарушений.</li> <li>— Величины токов КЗ на шинах 110–220 кВ подстанций ПМЭС</li> </ul>	<p>СРЗА ПМЭС передает СРЗА МЭС (ЦУС МЭС):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Документы, подтверждающие выполнение указаний и требований служб РЗА МЭС (ЦУС МЭС) и ФСК ЕЭС.</li> <li>— Данные необходимые для расчетов токов коротких замыканий, выбора уставок и анализа работы устройств РЗА — по запросу.</li> <li>— Местные инструкции по оперативному обслуживанию устройств РЗА.</li> <li>— Информацию по выявленным в процессе эксплуатации дефектам устройств РЗА и в цепях вторичной коммутации</li> </ul>	

### ЛИТЕРАТУРА

1. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей. М.: ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ, 1984.

2. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем. М.: ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ, 1998.

3. Инструкция для оперативного персонала по обслуживанию устройств релейной защиты и электроавтоматики энергетических систем. СПО Союзтехэнерго, 1978.

4. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ. РД 153-34.0-35.617-2001.

5. Типовая инструкция по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики электростанций и подстанций. РД 34.35.302-90.

Руководитель организации-разработчика ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»

Председатель Правления Б.И. Аюев

Руководитель разработки  
Зам. Председателя Правления Н.Г. Шульгинов

Исполнитель начальник службы РЗА А.Н. Владимиров

## АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

# 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 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. 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 выведена в ремонт линия 110 кВ Л-83 «Восточная-Победа» с аварийной готовностью 1 час.

На ПС Светлая дежурным электромонтером обнаружен нагрев разъединителя СМВ-1 СШ 110 кВ.

Какие меры 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 4 часа.

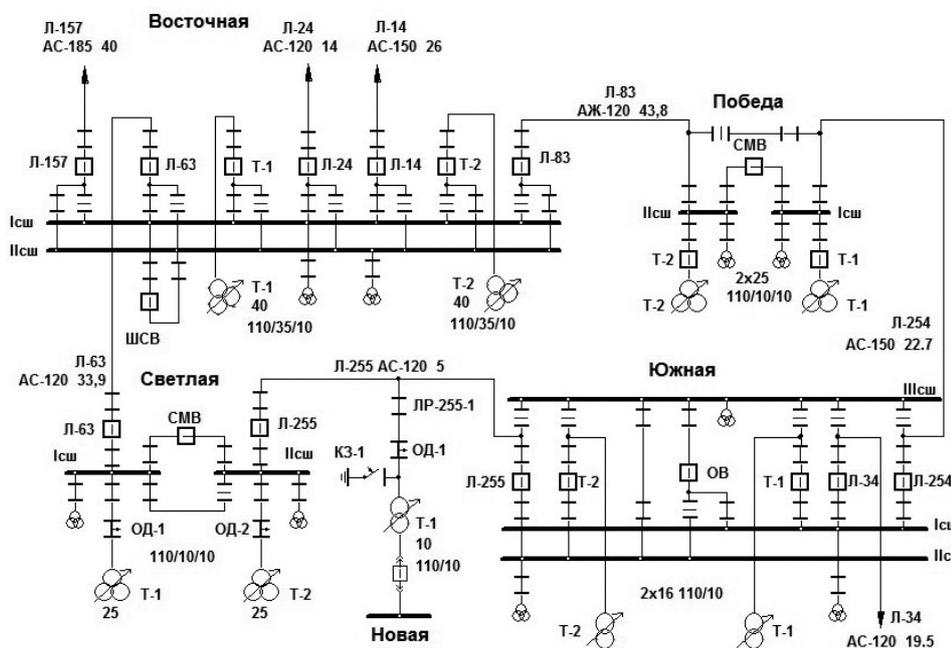
На ПС Светлая отключился выключатель линии 110 кВ Л-63. На ПС Восточная отключились все выключатели присоединений включенных на 1 СШ 110 кВ, отключился выключатель ШСВ, выключатель Л-63 остался во включенном положении. Поступили сообщения дежурных с ПС Светлая: работа 2 ступени ТНЗНП, АПВ не работало и с ПС Восточная: работа 1 ступени ТНЗНП, работа УРОВ Л-63, отключены выключатели Л-24, Л-14, Т-1.

Какие меры и в какой последовательности необходимо предпринимать диспетчеру энергосистемы?

### ЗАДАНИЕ №3

При плановом выводе в ремонт линии 110 кВ Л-63 «ПС Восточная — ПС Светлая» по соответствующей программе был отключен выключатель Л-63 на ПС Светлая, при выполнении пункта программы «Отключить выключатель Л-63 на ПС Восточная» на ПС Восточная выключатель Л-63 не отключился, о чем Вам доложил дежурный ПС Восточная.

Какие меры и в какой последовательности необходимо предпринимать диспетчеру энергосистемы?



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

# Повышение точности моделирования трансформаторов при оптимизации режимов электрических сетей 0,38–110 кВ

Ю.Г. Кононов,  
М.В. Межов

Северо-Кавказский государственный технический университет

*При использовании программ оптимизации режимов применяют, как правило, те же расчетные схемы, что и для расчетов установившихся режимов, основанные на применении Г-образных схем замещения двухобмоточных трансформаторов с неизменными параметрами. Это приводит к методическим погрешностям в результатах оптимизации и перерасходу оптимизируемой функции (потерь мощности и электроэнергии) при реализации оптимальных управляющих воздействий. Целью настоящей работы являлось исследование возможных путей повышения точности моделирования трансформаторов при оптимизации режимов электрических сетей.*

Потери электроэнергии в электрических сетях АО-энерго России превысили в 2001–2003 гг. 13% от отпуска электроэнергии в сеть. Снижение потерь, в первую очередь, может быть обеспечено разработкой и реализацией организационных мероприятий, не требующих значительных капитальных вложений. Одним из таких мероприятий является оптимизация режимов электрических сетей. Существующие подходы к разработке оптимальных режимов в сетях 0,38–110 кВ основаны на применении специализированных комплексов программ, имеющих модуль для оптимизации режимов по напряжениям (U), реактивным мощностям (Q) и коэффициентам трансформаций (n) [1–3], или сводятся к рекомендациям поддерживать более высокий уровень напряжения в сети [4, 5]. При использовании программ оптимизации режимов применяют, как правило, те же расчетные схемы, что и для расчетов установившихся режимов, основанные на применении Г-образных схем замещения двухобмоточных трансформаторов с неизменными параметрами. Это приводит к методическим погрешностям в результатах оптимизации и перерасходу оптимизируемой функции (потерь мощности и электроэнергии) при реализации оптимальных управляющих воздействий. Целью настоящей работы являлось исследование возможных путей повышения точности моделирования трансформаторов при оптимизации режимов электрических сетей.

## 1. Погрешность определения потерь холостого хода и нагрузочных потерь из-за применения Г-образной схемы замещения

С целью сокращения числа узлов в расчетной схеме двухобмоточные трансформаторы как при

расчетах, так и при оптимизации режимов представляют упрощенными Г-образными схемами замещения. Исследования показывают, что переход от Т-образной к Г-образной схеме замещения вносит погрешности, обусловленные следующими факторами:

- некорректным учетом влияния потерь холостого хода на потери мощности и напряжения в обмотках;
- некорректным учетом влияния потерь напряжения в обмотках на потери мощности в стали.

Величина и знак вносимых погрешностей зависят от того, в каком узле схемы замещения будет расположен поперечный шунт на землю, моделирующий потери в стали трансформатора.

Существующая практика расчетов такова, что поперечный шунт для понижающих трансформаторов располагается в узле высшего напряжения (ВН) [6]. Так как при расчете установившегося режима сети коэффициенты трансформаций трансформаторов заданы и не изменяются в ходе вычислительного процесса, то существенного значения выбор узла, в котором будет располагаться шунт, не имеет. При оптимизации режима сети происходит изменение коэффициентов трансформации за счет изменения числа витков одной из обмоток трансформатора, что приводит к изменению электродвижущей силы (ЭДС), приходящейся на один виток, и соответственно к изменению потерь в стали трансформатора. При расположении поперечного шунта в узле ВН изменение коэффициента трансформации не влияет на потери в стали трансформатора, если предположить, что напряжение, подводимое к обмотке ВН, неизменно.

## ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

В действительности, потери холостого хода в трансформаторе в зависимости от напряжения  $U$  на вторичной обмотке описываются зависимостью [7]

$$\Delta P_{XX} = \Delta P_{XXНОМ} \cdot \left( \frac{U}{U_{НОМ}} \right)^p,$$

где:

$\Delta P_{XXНОМ}$  — потери холостого хода при номинальном коэффициенте трансформации и номинальном подведенном к трансформатору напряжении  $U_{НОМ}$ ;

$p$  — показатель, учитывающий сорт стали и насыщение сердечника ( $p = 1,8-1,9$ ).

С учетом того, что реальная зависимость потерь в стали трансформатора от коэффициента трансформации при расположении регулировочной обмотки на высокой стороне трансформатора близка к квадратичной, для адекватного моделирования этих потерь при оптимизации режимов поперечный шунт должен располагаться в узле низшего напряжения (НН), что позволяет обеспечить именно такую квадратичную зависимость. При расположении регулировочной обмотки на стороне НН трансформатора для адекватного учета потерь в стали поперечный шунт должен располагаться в узле ВН.

Неучет влияния изменения коэффициента трансформации на потери холостого хода при расположении шунта в узле ВН может приводить к существенным погрешностям оптимизации режимов распределительных сетей (РС) 6–10 кВ, величина потерь холостого хода в которых в настоящее время, как правило, значительно превышает нагрузочные потери [8, 9]. Неучет изменения потерь холостого хода может привести при этом к завышению напряжения в сети при оптимизации, в то время как при превышении потерь холостого хода нагрузочных потерь в линиях и трансформаторах более оптимальным, с точки зрения минимума потерь, является режим с минимально допустимыми напряжениями [8].

Для оценки погрешностей определения потерь мощности в двухобмоточном трансформаторе, воз-

никающих из-за применения упрощенной Г-образной схемы замещения, были выполнены расчеты составляющих потерь активной мощности для трансформаторов 10/0,4 кВ различной мощности при нескольких значениях коэффициента загрузки.

Полученные зависимости для трансформатора ТМ-400/10 приведены на рисунке 1.

Анализ полученных зависимостей позволяет сделать вывод, что переход от Т-образной к Г-образной схеме замещения вносит отрицательную методическую составляющую погрешности расчета суммарных потерь и потерь в меди и положительную для потерь в стали трансформаторов. Максимального по модулю значения погрешность достигает при коэффициентах загрузки трансформатора 30–50%. Для потерь в меди наибольшая по модулю погрешность составляет — 1,6%, для потерь в стали 0,7%, суммарных потерь — 0,9%.

Для трансформаторов других мощностей характер зависимостей и максимальные величины погрешностей близки к значениям, приведенным на рисунке 1.

### 2. Учет изменения активного и реактивного сопротивления обмоток трансформатора при оптимизации режимов

Другим существенным недостатком обычной Г-образной схемы двухобмоточного трансформатора является внесение дополнительной методической погрешности в величину активного и индуктивного сопротивления обмоток трансформатора при изменении коэффициента трансформации. Известно, что в зависимости от конструкции и параметров регулировочной обмотки трансформатора сопротивления (особенно индуктивное) обмотки, в которой изменяется число витков, при изменении коэффициента трансформации могут варьироваться в значительных пределах. Поэтому изменения индуктивных сопротивлений обмоток трансформаторов учитываются при расчетах токов короткого замыкания (КЗ) и уставок дифференциальных защит трансформаторов [10]. Точный учет такого изменения в программах расчета и оптимизации режимов требует усложнения алгоритма расчета и исходных данных о параметрах

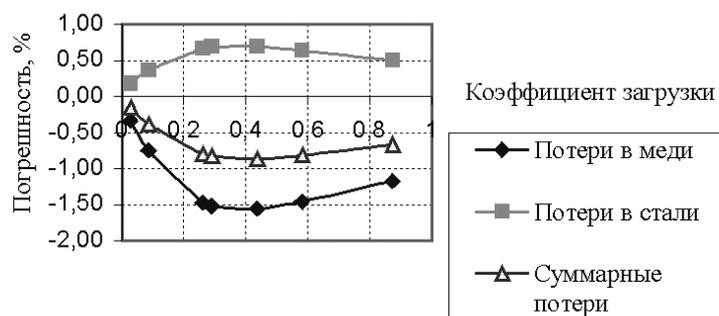


Рис. 1. Погрешности определения потерь мощности в трансформаторе ТМ-400/10 по Г-образной схеме замещения

трансформаторов (напряжений и потерь короткого замыкания) при всех положениях регулировочных ответвлений. Такое моделирование практически становится возможным благодаря современным информационным технологиям по мере внедрения баз данных (БД) оборудования, интегрированных с расчетными программами.

В то же время, как показывает анализ параметров находящихся в эксплуатации и выпускаемых трансформаторов [11–14], количество регулировочных ответвлений и диапазон изменения их напряжений могут варьироваться в широких пределах. Так для выпускаемых в настоящее время двухобмоточных трансформаторов 110 кВ диапазон изменения напряжений регулировочных ответвлений составляет  $\pm 16\%$ . Суммарное индуктивное сопротивление обмоток трансформатора при этом согласно [15–17] изменяется в зависимости от положения устройства РПН по кубическому закону и варьируется в пределах от  $-31$  до  $+44\%$  от сопротивлений, соответствующих номинальным коэффициентам трансформации. При этом необходимо учитывать, что при работе РПН, а также при изменении коэффициентов трансформации у трансформаторов с ПБВ переключения витков производятся, как правило, на стороне ВН [18]. Число витков обмотки НН, и, следовательно, ее параметры остаются неизменными. С учетом этого сопротивление первичной обмотки (без приведения его к низкой стороне) будет изменяться в еще больших пределах, чем суммарное сопротивление.

В [19] приводятся сведения о том, что потери активной мощности в трансформаторе из-за переключения РПН могут увеличиваться до  $30\%$  и в связи с этим предлагается учитывать изменение параметров трансформаторов при расчетах потерь электроэнергии.

При изменении числа витков регулировочной обмотки изменяется и активное сопротивление обмотки трансформатора. Согласно [7] суммарное активное сопротивление трансформаторов изменяется в пределах от  $-19$  до  $4,3\%$ . При расчетах установившихся режимов и токов КЗ питающих сетей зачастую вообще пренебрегают продольным активным сопротивлением трансформатора ввиду его малости по сравнению с индуктивным продольным сопротивлением.

Однако при оптимизации режима сети по  $U$ ,  $Q$  и  $n$  неучет изменения потерь активной мощности в продольном сопротивлении из-за изменения передаваемой по нему мощности, а также из-за изменения количества витков в обмотке ВН при работе РПН или изменении анцапфы ПБВ может привести к дополнительным погрешностям в расчетах оптимальных режимов. Это положение в большей степени относится к оптимизации режимов РС, в которых во многих случаях отсутствуют регулируемые трансформаторы с РПН и напряжение на стороне НН не поддерживается

постоянным. Кроме того, в трансформаторах малой мощности величина продольного активного сопротивления становится соизмеримой с величиной индуктивного сопротивления.

Изменение продольного активного и реактивного сопротивлений трансформатора при переключении витков трансформатора зависит от используемой схемы РПН или ПБВ [15–17]. В настоящее время для сетей напряжением 6–110 кВ выпускаются трансформаторы, у которых коэффициент трансформации изменяется путем добавления к основной обмотке дополнительных согласно включенных витков [18]. Из проанализированных более 60 информационных материалов заводов-изготовителей трансформаторов удалось найти описание только одного трансформатора с регулировочной обмоткой, в которой применяется реверсирование грубой ступени [20]. Поэтому далее рассмотрим зависимость изменения сопротивлений обмоток для трансформаторов, в которых не используется регулировочная обмотка с реверсированием.

Если предположить, что основная и регулировочная обмотки имеют одинаковые диаметры витков, материал провода и его сечение, то при изменении коэффициента трансформации путем согласного подключения дополнительных витков регулировочной обмотки активное сопротивление обмотки ВН, очевидно, должно изменяться пропорционально числу витков или коэффициенту трансформации. Сделанное предположение соответствует однослойной обмотке ВН трансформатора и расположению в этом же слое витков регулировочной обмотки. Анализ конструктивных выполнений трансформаторов, применяемых в РС, показывает, что, как правило, основная обмотка ВН располагается поверх обмотки НН, а регулировочная обмотка располагается во внешнем слое обмотки ВН. При одинаковом сечении и материале провода обмоток активное сопротивление будет также изменяться в этом случае по линейному закону, но тангенс угла наклона зависимости для многослойной основной обмотки должен быть больше, чем при однослойной, так как диаметр витков регулировочной обмотки больше среднего диаметра витков основной обмотки.

Зависимость активного сопротивления обмотки ВН от положения регулировочного ответвления может быть получена путем измерений сопротивлений обмоток трансформатора постоянному току или из данных опыта короткого замыкания, выполненного для всех регулировочных ответвлений. Для трансформаторов, выпускавшихся до 70-х годов, в паспортных данных приводились сопротивления постоянному току для всех регулировочных ответвлений. Для проверки справедливости сформулированных выше предположений об изменении активного сопротивления трансформатора в зависимости от положения регулировочного ответвления трансформатора для одного из трансформаторов ТМ-400/6 по

## ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

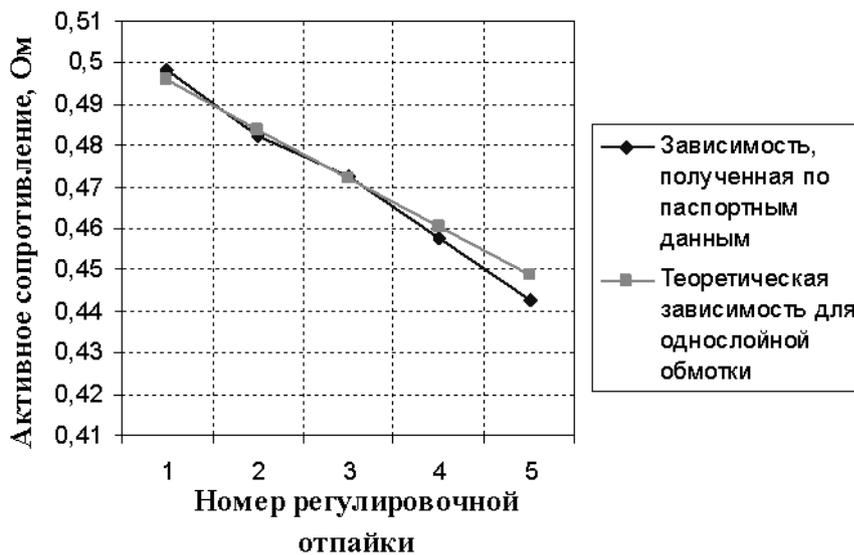


Рис. 2. Зависимости активных сопротивлений трансформатора ТМ-400/6 от положения анцапфы ПБВ

паспортным данным были рассчитаны средние значения омических сопротивлений обмотки ВН для разных положений анцапф ПБВ (рисунок 2).

На этом же рисунке показана теоретическая зависимость для однослойной обмотки. Как видно из полученных зависимостей, сделанные теоретические предположения об увеличении тангенса угла наклона для многослойной обмотки подтверждаются.

Индуктивное сопротивление рассеяния обмотки ВН будет изменяться по более сложному закону. Если предположить, что напряжение короткого замыкания не зависит от положения регулировочного ответвления, то индуктивное сопротивление будет квадратично зависеть от числа витков (коэффициента трансформации), т.е.

$$X_T^B = X_{ТНОМ}^B \cdot \left( \frac{n}{n_{НОМ}} \right)^2,$$

где:

$X_{ТНОМ}^B$  — индуктивное сопротивление обмотки при номинальном значении коэффициента трансформации  $n_{НОМ}$ ;

$n$  — текущее значение коэффициента трансформации, равное отношению числа витков обмотки ВН к числу витков обмотки НН.

Если привести сопротивление обмотки ВН к стороне НН, получим

$$X_T^{НН} = \frac{X_T^B}{n^2} = \frac{X_{ТНОМ}^B}{n^2} \cdot \left( \frac{n}{n_{НОМ}} \right)^2 = \frac{X_{ТНОМ}^B}{n_{НОМ}^2}$$

Таким образом, если привести индуктивные сопротивления обмотки ВН к низкой стороне через квадрат номинального коэффициента трансформации, то величина этого сопротивления не будет зависеть

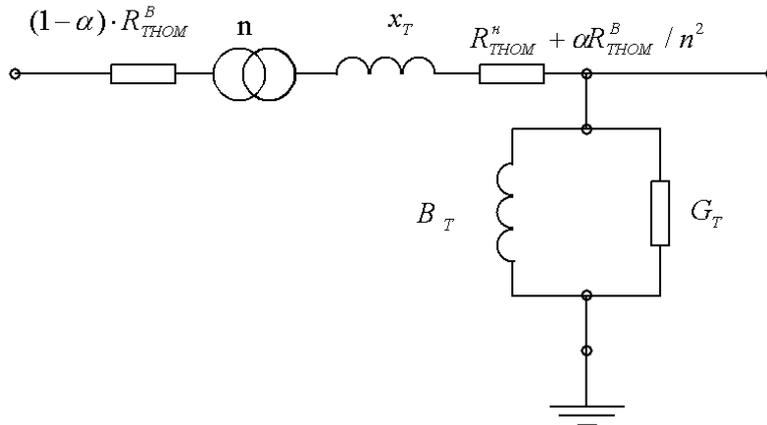
от изменения коэффициента трансформации. Поскольку сопротивление низкой стороны трансформатора также не зависит от коэффициента трансформации, то, приведя все продольное индуктивное сопротивление к низкой стороне трансформатора, можно достаточно точно учитывать изменение индуктивного сопротивления первичной обмотки при переключении регулировочного ответвления.

Для трансформаторов 110 кВ, выпускаемых в настоящее время, согласно [15, 16] зависимость индуктивного сопротивления близка к кубической. Анализ приведенных в [15, 16] параметров индуктивного сопротивления трансформатора ТДН-16000/115 при разных положениях регулировочных ответвлений показывает, что более точной является не кубическая зависимость, а степенная зависимость с показателем степени 2,5. С учетом того, что индуктивное сопротивление обмотки НН при приведении его к обмотке ВН изменяется в зависимости от коэффициента трансформации квадратично, показатель степени для индуктивного сопротивления обмотки ВН будет близок к трем. Следует отметить, что и в этом случае приведение индуктивного сопротивления к стороне НН трансформатора позволяет более адекватно моделировать изменение сопротивления по сравнению с приведением сопротивления к ВН.

По мере развития информационных технологий, внедрения БД оборудования, интегрированных с расчетными программами, следует ожидать введения в алгоритмы программ оптимизации режимов электрических сетей учета реальных зависимостей сопротивлений обмоток трансформаторов от положений регулировочных ответвлений.

Точный учет такого изменения в программах расчета и оптимизации режимов требует усложнения ал-

**ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**



**Рис. 3.** Схема замещения трансформатора для оптимизации режимов сетей по U, Q и n

горитма расчета и наличия исходных данных о параметрах трансформаторов (напряжений и потерь короткого замыкания) при всех положениях регулировочных ответвлений.

Для приближенного учета изменения активного сопротивления обмотки ВН трансформатора в зависимости от коэффициента трансформации можно использовать два подхода: первый подход заключается в разделении активного сопротивления обмотки ВН трансформатора на две части (рисунок 3) по разные стороны от идеального трансформатора, одна из которых приводится к обмотке НН, а другая часть остается приведенной к ВН; второй подход состоит в приведении всего сопротивления к НН.

Величины сопротивлений  $R_T^B$  и  $R_T^H$  могут быть определены из следующих соображений. Очевидно, величины этих сопротивлений желательно подобрать такими, чтобы отклонение сопротивления обмотки ВН, рассчитанного по схеме (рисунка 3), от действительного изменения сопротивления обмотки во всем диапазоне изменения коэффициента трансформации было минимальным.

Для этого воспользуемся методом наименьших квадратов. Обозначим через  $\alpha$  относительную величину сопротивления обмотки ВН, которая приводится к стороне НН трансформатора, то есть

$$R_T^H = \alpha \cdot R_{THOM}^B,$$

где:

$R_T^H$  — часть сопротивления обмотки ВН, которая приводится к НН;

$R_{THOM}^B$  — активное сопротивление обмотки ВН трансформатора при номинальном коэффициенте трансформации.

Если обозначить максимальное и минимальное значения коэффициента трансформации через  $n_{max}$  и

$n_{min}$ , то оптимальное значение величины  $\alpha$  можно найти из условия:

$$\frac{\partial \Psi(\alpha)}{\partial \alpha} = \frac{\partial \left[ \int_{n_{min}}^{n_{max}} \left( R_{THOM}^B \cdot \frac{n}{n_{НОМ}} - \frac{R_{THOM}^B \cdot \alpha}{n_{НОМ}^2} \cdot n^2 - (1-\alpha) R_{THOM}^B \right)^2 dn \right]}{\partial \alpha} = 0,$$

где:

$\Psi(\alpha)$  — интегральная функция, характеризующая погрешность моделирования  $R_T^B$  во всем диапазоне изменения  $n$  от  $n_{min}$  до  $n_{max}$ .

Из (5) найдем выражение для оптимального значения  $\alpha$

$$\alpha_{opt} = \frac{\frac{n_{max}^4 - n_{min}^4}{4} - \frac{n_{max}^3 - n_{min}^3}{3} - \frac{n_{max}^2 - n_{min}^2}{2} + n_{max} - n_{min}}{\frac{n_{max}^5 - n_{min}^5}{5} - \frac{(n_{max}^3 - n_{min}^3) \cdot 2}{3} + n_{max} - n_{min}}.$$

Наиболее широкий диапазон регулирования коэффициента трансформации  $\pm 16\%$  имеют трансформаторы с РПН на 110 кВ [12]. Расчет по (6) оптимального значения для данного диапазона регулирования дает  $\alpha^{opt} = 0,49809$ . Для распределительных трансформаторов, имеющих более узкий диапазон регулирования ПБВ  $\pm 5\%$   $\alpha^{opt} = 0,49985$ . Таким образом, оптимальная величина  $\alpha$  практически не зависит от диапазона регулирования и может приниматься равной 0,5. Это означает, что половину активного сопротивления обмотки ВН трансформатора целесообразно до начала расчета привести к стороне НН.

С учетом того, что активное сопротивление обмоток ВН и НН двухобмоточных трансформаторов можно считать приблизительно одинаковым (с учетом приведения их к одному напряжению), общее активное сопротивление трансформатора должно быть

Таблица 1

**Зависимость активного сопротивления обмоток трансформатора и погрешностей его моделирования от коэффициента трансформации для различных схем замещения**

Схема замещения	Относительное значение коэффициента трансформации				
	0,84	0,95	1	1,05	1,16
Эталонная, Т-образная, $R_T^B$ зависит от $n$	1,095	1,026	1,000	0,976	0,931
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Г-образная прямая, $R_T$ полностью приведено к ВН	1,416	1,108	1,000	0,906	0,743
	29,32	7,96	0,00	-7,14	-20,19
Г-образная обратная, $R_T$ полностью приведено к НН	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	-8,68	-2,56	0	2,46	7,41
Г-образная обратная, $R_T$ разнесено (рисунок 3)	1,104	1,027	1,000	0,977	0,936
	0,82	0,07	0,00	0,06	0,52

разделено в пропорции 1:3, то есть 3/4 активного сопротивления должно приводиться к стороне НН.

Для количественной оценки погрешностей, возникающих при разных представлениях трансформатора с регулировочной обмоткой без реверсирования, было рассчитано его сопротивление при крайних положениях регулировочной обмотки (таблица 1).

#### Примечания

1. В числителе даны величины активных сопротивлений в относительных единицах, в знаменателе — величины относительных погрешностей моделирования активных сопротивлений в процентах.

2. Коэффициент трансформации определялся как отношения напряжения регулировочного ответвления обмотки ВН к номинальному напряжению обмотки НН.

В эталонной Т-образной модели принято допущение, что  $R_T^B$  изменяется пропорционально напряжению ответвления РПН или ПБВ.

Как видно из таблицы, погрешность определения активного сопротивления трансформатора при приведении его к стороне НН приблизительно в три раза меньше по сравнению с приведением сопротивления к стороне ВН и составляет не более 8%. При представлении трансформатора в виде схемы замещения, приведенной на рисунке 3, погрешность моделирования активного сопротивления не превышает 0,82%.

Очевидно, что вышеуказанные рекомендации по представлению трансформаторов в схемах замещения для проведения оптимизационных расчетов могут быть учтены на этапе формирования расчетной схемы и алгоритм оптимизации не затрагивают.

Предложенные подходы к моделированию трансформаторов могут использоваться не только при оптимизации режимов РС, но и для оптимизации питающих сетей при помощи программных комплексов WinRastr, КОСМОС, СДО, АНАРЭС.

## ВЫВОДЫ

1. Моделирование двухобмоточных трансформаторов в виде Г-образных схем замещения, в которых поперечный шунт приведен к узлу ВН, приводит к дополнительной методической погрешности в определении потерь мощности в трансформаторах, величина которой может достигать —1%.
2. Учитывая, что зависимость потерь холостого хода от ЭДС, приходящейся на один виток обмотки трансформатора, близка к квадратичной, поперечный шунт схемы замещения целесообразно приводить к обмотке, имеющей неизменное количество витков (обычно это обмотка НН).
3. Точный учет изменения сопротивлений обмотки, на стороне которой осуществляется изменение числа витков при регулировании напряжения, может быть осуществлен в программах оптимизации режимов на базе применения Т-образной схемы замещения, параметры которой изменяются при переключении регулировочных ответвлений РПН и ПБВ на основе функциональных зависимостей, получаемых путем обработки экспериментальных результатов замеров данных опыта короткого замыкания и холостого хода при различных положениях регулировочных ответвлений или теоретическим расчетом на основе конструктивных и геометрических характеристик трансформатора.
4. Приближенный учет изменения сопротивлений обмотки двухобмоточного трансформатора с регулировочной обмоткой без реверсирования, на стороне которой осуществляется изменение числа витков при регулировании напряжения, может быть осуществлен приведением 50% ее активного сопротивления и 100% ее индуктивного сопротивления к напряжению обмотки без регулирования.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Неуймин В.Г., Мищенко А.В. Алгоритм оптимизации режима по реактивной мощности, используемый в программном комплексе «RASTR» // Проблемы развития и функционирования электроэнергетических систем: Сборник трудов / отв. редактор П.И. Бартоломей. Екатеринбург: УГТУ, 2000. С. 190–195.
2. Методы оптимизации режимов энергосистем / В.М. Горнштейн, Б.П. Мирошниченко, А.В. Пономарев и др.; под ред. В.М. Горнштейна. М.: Энергия, 1981. С. 336.
3. Крумм Л.А. Методы приведенного градиента при управлении электроэнергетическими системами. Новосибирск: Наука, 1977. С. 368.
4. Маркушевич Н.С. Автоматизированное управление режимами электросетей 6–20 кВ. М.: Энергия, 1980. С. 208.
5. Веников В.А., Идельчик В.И., Лисеев М.С. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах. М.: Энергоатомиздат, 1985. С. 216.
6. Электрические системы: Электрические сети / под ред. В.А. Веникова и В.А. Строева. М.: Высшая школа, 1998. С. 511.
7. Паламарчук С.И. Определение погрешностей при расчетах на ЦВМ установленных режимов электрических систем: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Новосибирск, 1973. С. 23.
8. Степанов А.С. Местные электрические сети 6–10 кВ: методы и алгоритмы расчета, анализа и управления. Благовещенск: Амурский гос. ун-т. 2001. С. 136.
9. Опыт расчетов и анализа технических потерь электроэнергии в электрических сетях коммунального хозяйства Ставропольского края / Гринь А.И., Гринь А.А., Идельчик В.И., Кононов Ю.Г. Энергетика и энергосбережение. Ставрополь: СевКавГТУ, 2001. С. 43–46.
10. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Л.: Энергия, 1976. С. 288.
11. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В двух томах, т. 2. Электрооборудование / под общей ред. А.А. Федорова. М.: Энергоатомиздат, 1986. С. 596.
12. Электротехнический справочник: В трех томах, т. 2. Электротехнические изделия и устройства / под общей ред. проф. МЭИ. М.: МЭИ, 1996. С. 217.
13. Силовые масляные трансформаторы серии ТРДН и ТРДЦН напряжением 110 кВ. И-03.02.08-71. М.: Информэлектро, 1971. С. 2.
14. Трансформаторы силовые мощностью от 5000 до 70000 кВА с высшим напряжением 110 кВ. И-2108. М.: МЭТП, 1957. С. 23.
15. Соколик Э.В., Таубес И.Р. Определение сопротивлений трансформаторов и автотрансформаторов // Электрические станции. 1976. № 8. С. 49–51.
16. Федоров Г.П. Определение сопротивлений КЗ трансформаторов, автотрансформаторов 110–220 кВ при различных положениях РПН // Электрические станции. 1999. № 2. С. 52–55.
17. Беляков Ю.С. По поводу статьи Федорова Г.П. «Определение сопротивлений КЗ трансформаторов, автотрансформаторов 110–220 кВ при различных положениях РПН» // Электрические станции. 2000. № 6. С. 66–69.
18. Тихомиров П.М. Расчет трансформаторов. — М.: Энергия, 1976. С. 544.
19. Кулиш О.Ф. О потерях электрической энергии в трансформаторах с РПН // Вопросы снижения потерь и повышения качества электроэнергии в электрических сетях энергосистем: Тез. докл. Всесоюзного научно-технического совещания. Алма-Ата, 1984. С. 54–56.
20. Трансформатор силовой масляный трехфазный трехобмоточный типа ТДТН-16000/110-80Т1. М.: Информэлектро, 1984. С. 6.

## Рынок электроэнергии начинает подчиняться своим закономерностям

**А. Голомолзин,  
Федеральная антимонопольная служба**

Один из механизмов, регулирующих деятельность рынка электроэнергии и отвечающих за соблюдение его участниками рыночных «правил игры», — Федеральная антимонопольная служба (ФАС). Задача Антимонопольной службы — повышение прозрачности работы естественных монополий, обеспечение равного доступа к товарам и услугам, которые они производят, создание условий для роста объема товаров и услуг, производимых независимыми поставщиками в потенциально конкурентных видах деятельности. Какие действия будут предприниматься в ближайшей перспективе для решения этих задач?

В целом основные этапы становления рынка электроэнергии в России соответствуют принятым ранее решениям, в том числе пакету законов об электроэнергетике, постановлению Правительства РФ от 11 июля 2001 года «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации», программе реформирования РАО «ЕЭС России», утвержденной Советом директоров компании.

Разумеется, здесь были и отставания от намеченных ранее сроков. Например, задержка с вступлением в силу новой модели оптового рынка электроэнергии и мощности (НОРЭМ), которое произошло 1 сентября 2006 года вместо 1 апреля, как планировалось первоначально. Задержка с принятием правил розничных рынков, которые также были приняты 1 сентября 2006 года, во многом способствовала тому, что намеченный Законом «Об электроэнергетике» на 1 апреля срок разделения естественно-монопольных и конкурентных сфер деятельности не был осуществлен вовремя. Как показывает практика, подобные задержки не приводят к фатальным последствиям, если решения принимаются, делается это сбалансированно и если с поддержкой, то с дополнительной проработкой.

Другое дело, что российский рынок электроэнергии только начинает становиться рынком в полном смысле слова. Но даже в таком «неполном» виде он начинает подчиняться рыночным закономерностям, таким как зависимость цены электроэнергии от соотношения спроса и предложения. Чтобы убедиться в этом, достаточно познакомиться с динамикой колебания цен в течение дня или, к примеру, в течение месяца, с учетом рабочих, выходных и праздничных дней. Как и следовало ожидать, самые высокие цены наблюдаются в пиковое дневное и вечернее время и в

будние дни, в то время как в ночные часы и в выходные дни цены стремятся к минимуму. Узловые цены оптового рынка со всей очевидностью отражают «узкие места» сетевой инфраструктуры — достаточно сопоставить цены в Москве и Московском регионе. Примеры можно продолжать. Стоит отметить, что новые правила работы рынка меняют поведение не только продавцов покупателей, но и организации, управляющей технологическими режимами в электроэнергетике. Так, СО-ЦДУ и его подразделения переходят на диспетчирование по экономическому принципу, к примеру, давая команды на загрузку станций исходя не только из технических, но и из экономических условий. Абсолютно понятна реакция рынка на вводимые Системным оператором в соответствии с правилами рынка ограничения в связи с угрозой холостого сброса на ГЭС. Прежде, до запуска новой модели оптового рынка, эти закономерные в условиях рынка ценные сигналы практически не действовали.

Пару лет назад на одном из энергофорумов, когда я говорил о необходимости и возможности выпуска IPO энергокомпаниями, это стало новостью для газетных полос и сообщений информагентств. Сегодня уже имеется пример успешного выпуска IPO компании ОГК-5. Планируется масштабное привлечение инвестиций с использованием этого механизма для целого ряда других компаний. Примечательно, что эти процессы происходят параллельно с развитием российского фондового рынка. Стоит отметить, что сегодня на фондовый рынок приходят консервативные коллективные инвесторы, размещающие средства на долгосрочный период, такие, например, как пенсионные фонды.

Говорить о стопроцентном конкурентном рынке электроэнергии можно только после завершения процесса либерализации за 2010–2011 годами. В соответствии с планом, утвержденным Правительством РФ, будет завершено формирование нормативной базы. При этом нужно понимать, что оптовый рынок наряду с «правилами игры», устанавливаемыми государством, основан на саморегулировании его участников.

Для цивилизованных рынков ключевым является вопрос доступа к информации и вопрос обмена информацией.

В настоящее время обсуждается механизм, обязывающий участников рынка предоставлять информа-

цию, необходимую для составления долгосрочных и среднесрочных прогнозов, решения инвестиционных задач. Пока этими вопросами в значительной мере занимается РАО «ЕЭС России» в рамках внутрикорпоративного обмена информацией. После реструктуризации, а также последующей приватизации в отдельных сегментах рынка (генерация, сбыт) этот механизм перестанет работать. Поэтому на упомянутом заседании Правительства РФ было дано поручение подготовить предложения о том, кем и каким образом будет реализована эта функция, исполняемая контролируемой государством корпорацией. Частично функции отойдут органам власти, частично участникам рынка. В качестве промежуточного этапа в РАО «ЕЭС России» для выполнения этих задач было создано дочернее предприятие РАО «ЕЭС России» «Агентство по прогнозированию энергетики». Предполагается, что в дальнейшем оно будет преобразовано.

Я имею в виду планы и намерения всех компаний, сетевых и генерирующих, разделенных и неразделенных, входящих и не входящих сегодня в состав РАО «ЕЭС России», а также планы и прогнозы государства по развитию и размещению объектов энергетики. Когда завершится реформа, отношения между участниками холдинга перестанут быть корпоративными. В государственной собственности останутся только ФСК, СО-ЦДУ, ГидроОГК. Другие «дочки» РАО ЕЭС станут самостоятельными компаниями, каждое из которых будет отвечать только за себя. Упомянутое выше саморегулирование участников рынка на этапе его функционирования (но не развития, а тем более долгосрочного) осуществляется в рамках НП «АТС». Участникам рынка предстоит формировать новые инвестиционные планы, которые во многом должны быть скоординированы между собой. Для антимонопольных органов в рамках этих процессов важно оценивать достаточность рыночных механизмов и стимулов для своевременного осуществления инвестиций, необходимых для устранения «узких мест».

О манипулировании ценами. Действительно, такие факты могут иметь место в результате ценовых сговоров или злоупотребления исключительным положением на рынке, которое может возникнуть в условиях дефицита или сетевых ограничений. Как раз сейчас разрабатывается механизм антимонопольного контроля за манипулированием ценами, окончательно этот вопрос должен быть решен в первом полугодии 2007 года. В целях мониторинга ситуации будет оговорен формат взаимоотношений ФАС России и НП «АТС», будут определены механизмы проведения расследований, рассмотрения дел по фактам манипулирования ценами, а также механизмы применения санкций за нарушения.

Теперь о препятствиях к выходу на рынок. Сегодня при НП «АТС» действует специальная конфликтная комиссия, рассматривающая ситуации такого рода, являюсь ее председателем. Раз в 2 недели мы рассматриваем 4-6 ситуаций такого рода, препятствия к допуску на рынок бывают самого разного рода. Например, отказ в заключении договора на оказание услуг по передаче электроэнергии, отказ подписать соглашение об информационном взаимодействии со смежной энергосбытовой организацией и др.

Одним из обусловленных спецификой рынка электроэнергии решений является и обсуждающееся сейчас решение о разукрупнении магистральных сетевых компаний. Во всяком случае, участники рынка и аналитики могли предвидеть как это решение, так и требования, которые должны быть предъявлены к сетевым компаниям на новом этапе. С одной стороны, каждая из создающихся сетевых компаний должна быть достаточно устойчивой, с другой стороны, количество этих компаний должно быть таким, чтобы они могли конкурировать между собой, в том числе путем сопоставления затрат, доходов, тарифов на оказание услуг по передаче электроэнергии, а также установления конкурентных ставок платы за присоединение к сетям.

*Источник:*

*«Энергетика и промышленность России»*

## Либерализация трансграничной торговли

**Свободный межгосударственный рынок электроэнергии откроется в 2008 году**

**О. Никифоров**

В центре внимания участников 31-го заседания Электроэнергетического совета СНГ в Ереване были вопросы организации межгосударственных рыночных отношений в сфере электроэнергетики. Инициатором создания единого электроэнергетического рынка выступило РАО «ЕЭС России». Зеленый свет этому проекту дала ялтинская встреча глав правительств

25 мая, на которой и было подписано соглашение о формировании общего электроэнергетического рынка государств — участников СНГ. Это соглашение позволило странам СНГ перейти к конкретным действиям по формированию принципов взаимовыгодной межгосударственной торговли электроэнергией и дает возможность сделать первые шаги к созданию единого

## РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

го рыночного пространства в электроэнергетике стран Содружества. Концепция формирования общего электроэнергетического рынка подразумевает поэтапную либерализацию экономической деятельности, внедрение рыночных отношений и конкуренции, поэтапное открытие внутренних рынков и их интеграцию в общий рынок, а также гармонизацию национального законодательства, правовых и экономических условий функционирования хозяйствующих объектов. На это соглашение отводится 12 месяцев. Тот факт, что соглашение было подписано только шестью государствами — участниками СНГ: Россией, Арменией, Белоруссией, Казахстаном, Таджикистаном и Киргизией, ничего не меняет в значении этого события. Ведь другие страны СНГ официально не выступали против подписания соглашения. Хотя выдвинутые ими возражения способны существенно замедлить процесс вовлечения этих государств в систему общего рынка. Так, например, Украина считает, что все участники общего электроэнергетического рынка должны иметь равные стартовые условия.

Что касается России, то идея развития общего электроэнергетического рынка государств — участников СНГ стала для нее особо актуальной после начала работы на территории европейской и сибирской части Федерации новых оптового и розничного рынков электроэнергии (мощности) и в связи с ликвидацией к середине 2008 года нынешнего монополиста РАО «ЕЭС России». Возникающие на его месте самостоятельные энергокомпании ОГК и ТГК должны будут иметь возможность вступать в самостоятельные деловые отношения с своими партнерами за рубежом. Российскому оператору экспорта-импорта ЗАО «Интер РАО ЕЭС» — дочернему предприятию энергохолдинга — в новых условиях придется расстаться со своим монопольным положением.

Однако общий электроэнергетический рынок способен создать дополнительные стимулы, в том числе для развития дальнейшего российского рынка электроэнергии (мощности), эффективного и оптимального использования существующих генерирующих мощностей и их развития, расширения сетевой инфраструктуры и повышения надежности энергоснабжения потребителей.

В известной мере будут стабилизированы цены и для российского потребителя. У России появится возможность докупать электроэнергию. По итогам 2006 года она экспортировала 18,6 млрд кВт-ч, что на 5,3% больше, чем в 2005 году, а импорт сократила вдвое — до 5,1 млрд кВт-ч. Крупнейшим покупателем российской электроэнергии в 2006 году среди стран СНГ была Белоруссия. А покупала электроэнергию в 2005 году Россия у Украины, Киргизии, Казахстана и Литвы.

С точки зрения всего Содружества актуальность вопросов межгосударственного взаимодействия обостряется в связи с изменениями балансовой ситуации в СНГ, связанными с высокими темпами роста электропотребления и отстающим развитием генерирующих и электросетевых мощностей. В ряде систем это создает прямую угрозу энергодефицита, в первую очередь в часы пиковых нагрузок. Однако ясно, что создание общего рынка электроэнергии может происходить только поэтапно, а переход от одного этапа к другому потребует от стран — участниц рынка проведения преобразований на внутренних рынках. Ведь сейчас внутренние рынки государств — участников СНГ существенно отличаются друг от друга и характеризуются разной степенью либерализации, а во многих странах нет национального законодательства в электроэнергетике. Первый проект по свободной торговле электроэнергией и мощностью между соседними странами готовится между Россией и Казахстаном. В РАО «ЕЭС России» были разработаны принципы либерализации, согласно которым перед началом поставок государствам предстоит определить перечень межгосударственных ЛЭП, по которым осуществляются перетоки и их сечения. Пропускная способность этих сечений будет затем выставляться на аукцион, победителями которого станут те поставщики или покупатели, которые предложат наибольшие цены за МВт. Российская сторона предлагает проводить такие аукционы на среднесрочную и долгосрочную перспективу — от нескольких месяцев до нескольких лет.

# Мировой энергетический совет (МИРЭС)

## «Сценарии энергетической политики до 2050 года»

**Предварительные результаты 2-го этапа исследования,  
представленные на Исполнительной ассамблее МИРЭС  
в Таллинне, Эстония (сентябрь 2006 года)**

*Возможные сценарии развития энергетики затрагивают все сферы человеческой деятельности, тем более это касается диспетчерского управления электроэнергетикой. (Продолжение. Начало в №5 за 2007 г.)*

### Регион Азии

#### Некоторые региональные характеристики Азии

За последние 20 лет среднегодовые темпы экономического роста в целом по миру составили 2,7%. Развитие экономики происходило на фоне все ускоряющихся процессов глобализации. В первую очередь это проявлялось в быстром развитии рыночных экономических реформ и прогрессе информационных технологий.

В Азии темпы экономического роста превысили среднемировые, достигнув 4,0% в год. Это произошло благодаря притоку инвестиций и ускоренному циклу их освоения. Приток инвестиций сопровождался передачей современных технологий и количественным ростом высоко квалифицированной рабочей силы как за счет притока из других регионов, так и за счет повышения квалификации работающего персонала на местах.

В мире азиатский континент стал рассматриваться как один из регионов, выступающих движущей силой мирового экономического прогресса. Естественно, такое экономическое развитие существенно повлияло на рост потребления энергии и вопросы энергообеспечения. В настоящее время на долю Азии приходится 27% суммарного энергопотребления в мире.

#### Первичные энергоресурсы

В прошедший период доминировали темпы экономического развития Китая. Экономический рост сопровождался быстрым увеличением потребностей в энергии. Сейчас в Индии начинают происходить аналогичные процессы экономического развития и вскоре темпы роста потребления энергии в Индии могут достичь 5–6% в год. В 2030-х гг. темпы экономического роста могут превысить китайские и выйти на уровень 7–8% в год при соответствующем увеличении энергопотребления и сохраняться до конца рас-

сматриваемого периода, т.е. до 2050 года. Такое развитие событий будет означать, что экономическое развитие, энергообеспечение и энергопотребление в Азии в целом будет определяться этими двумя странами — Китаем и Индией.

Возможно, к 2050 году темпы роста потребления энергии по Азии в целом составят 2–3%. В абсолютных объемах это составит порядка 10 млрд тонн нефтяного эквивалента (т н.э.), в 3,7 раза выше современного уровня в 2,7 млрд т н.э. На долю Китая и Индии приходится 70% увеличения энергопотребления. Из этого увеличения на долю органического топлива в целом будет приходиться 80%, что означает сохранение роли данного энергоресурса как ключевого источника энергии для азиатской экономики к 2050 году.

Развивающаяся экономика Азии стоит на пороге моторизации, т.е. насыщения автомобильным транспортом. И чем выше будет уровень жизни, тем быстрее будут темпы насыщения. А это означает, что потребности в нефти и транспортном горючем будут расти опережающими темпами. Тем не менее ожидается, что увеличение доли угля в энергобалансе Азии составит 45% при увеличении доли потребления нефти и природного газа на уровне 20 и 15% соответственно.

Потребности Азии в электроэнергии по мере роста уровня жизни будут увеличиваться. По оценке, в предстоящие 50 лет потребление электроэнергии в Азии увеличится в 5 раз. Естественно, этот процесс должен будет сопровождаться соответствующим развитием энергетической инфраструктуры. В цифрах нефтяного эквивалента потребление энергии, вырабатываемой атомными электростанциями, возрастет со 118 млн т н.э. в 2000 году до 500–600 млн т н.э. в 2050 году, т.е. среднегодовые темпы роста потребления атомной энергии составят примерно 3%. Таким образом, атомной энергетике в Азии, особенно в Китае и Индии, отводится жизненно важная роль. На долю этих двух стран отводится порядка 70% увеличения потребления атомной энергии в Азии.

## ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

Определенные надежды связаны с распространением использования возобновляемых источников энергии — гидроэнергией, геотермальной энергией, солнечной и ветровой энергией и т.д. Дополнительная привлекательность этих источников состоит в незначительном влиянии их использования на окружающую среду. Ожидается, что их доля в суммарном использовании первичных энергоресурсов возрастет с 4,7% в 2000 году до 10% в 2050 году.

Однако поскольку стоимость использования возобновляемых источников энергии остается высокой по сравнению с традиционными органическими видами энергоресурсов, решающего влияния на энергобаланс они не окажут. Политика будет направлена на развитие использования нетрадиционных видов энергоресурсов, но ожидать, что развивающиеся страны станут их одержимыми приверженцами, не следует.

### Население

Темпы роста населения Китая, как ожидается, к 2050 году будут снижаться. В Индии они в среднем составят 1,1% в год. В целом, в Азии население составит 5 млрд человек в 2050 году по сравнению с 3,2 млрд в настоящее время. Эти оценки приводятся в прогнозах ООН, согласно которым своего пика население Земли должно достичь в 2065 году.

### Страны региона

При анализе сценариев энергетической политики в регионе Азии во внимание принимались оценки и данные, полученные по Австралии, Бангладеш, Брунею, Бутану, Камбодже, Китаю, Восточному Тимору, Гонконгу, Индии, Индонезии, Японии, Республике Корея, Лаосу, Малайзии, Монголии, Мьянме, Непалу, Новой Зеландии, Северной Корее, Пакистану, Филиппинам, Сингапуру, Шри-Ланке, Тайваню, Таиланду.

Значительная часть этих стран, но не все, является членами МИРЭС.

### Анализ 4-х сценариев

**Сценарий 1: слабое вмешательство правительств/ низкая степень кооперации (сценарий внутренней национальной энергетической безопасности)**

Сценарий 1 является весьма вероятным развитием энергетической политики.

*Рост производства ВВП.* По данному сценарию экономика Азии будет характеризоваться низкими или умеренными темпами роста.

*Демографическая ситуация.* Среднегодовые темпы прироста населения Азии оцениваются величиной порядка 0,8% в рассматриваемый период до 2050 года.

*Эффективность использования энергоресурсов.* Под воздействием мер по укреплению энергетичес-

кой безопасности энергетическая эффективность будет повышаться и темпы ее увеличения по оценке составят порядка 0,7% в среднем в год.

*Структура топливно-энергетического баланса.* Несмотря на меры по ограничению потребления энергии, структура энергетического баланса с точки зрения его оптимизации в период до 2050 года изменится незначительно.

*Выбросы парниковых газов.* Объем выбросов парниковых газов в Азии будет увеличиваться.

*Напряженность соотношения энергетические потребности/ обеспечение энергоресурсами.* Потребности в угле и природном газе будут увеличиваться до 2020 года, а рост потребления угля будет расти и далее, до 2035 года. Благодаря мерам по ограничению темпов роста потребления энергии напряженность потребности/обеспечение для угля, нефти и газа может несколько понизиться.

*Суммарное потребление первичных энергоресурсов.* В период до 2035 года под воздействием экономического развития суммарное потребление энергии будет расти, но затем, когда начнут оказывать действие меры по повышению эффективности использования энергии, потребление начнет относительно уменьшаться.

Основные политические решения в сфере энергетики будут касаться в основном проблем повышения энергетической эффективности, снижения выбросов парниковых газов, снижения напряженности соотношения потребление/обеспечение энергии и снижения суммарного потребления первичных энергоресурсов.

### Цели МИРЭС «ЗА»

*Доступ к энергии (Accessibility).* По сценарию 1 при низких темпах экономического развития рост экономики тем не менее будет способствовать расширению магистральных электросетей, поскольку требуется решать вопросы энергоснабжения растущих потребностей в энергии и энергетической безопасности. Поэтому ситуация с доступом к электроэнергии будет постепенно улучшаться.

Темпы расширения доступа к энергии будут сдерживаться общими тенденциями слабого государственного вмешательства в развитие экономики и, в частности, энергетики и низкой степенью деловой кооперации.

*Наличие энергии (Availability).* Потребности в органическом топливе будут расти замедляющимися темпами, что означает увеличение срока эксплуатации имеющихся запасов нефти и природного газа, в том числе и из нетрадиционных источников. Если при этом будет развиваться атомная энергетика, ситуация с наличием энергии будет улучшаться. Слабое правительственное вмешательство в экономику и низкая степень энергетической кооперации заметно влияют на ситуацию с наличием энергоресурсов оказывать, естественно, не будут.

Приемлемость (Acceptability) энергообеспечения. В энергетической политике по сценарию 1 приоритет будет отдаваться решению вопросов безопасности энергоснабжения. Проблема климатических изменений отойдет на второй план, и ситуация с выбросами CO<sub>2</sub> будет ухудшаться. Слабое правительственное вмешательство в экономику и низкая степень энергетической кооперации заметного влияния на оценку приемлемости энергообеспечения оказывать не будут.

**Сценарий 2: сильное правительственное вмешательство/ низкая степень кооперации (сценарий энергетической безопасности)**

При развитии энергетической политики по сценарию 2 улучшаются перспективы расширения использования атомной энергии и энергии возобновляемых источников. В то же время из-за низкой степени кооперации темпы развития атомной энергетики и возобновляемых источников энергии будут сдерживаться.

*Рост производства ВВП.* По данному сценарию темпы развития экономики Азии будут самыми низкими по сравнению с другими сценариями.

*Демографическая ситуация.* Среднегодовые темпы прироста населения Азии по данному сценарию также оцениваются величиной порядка 0,8% в рассматриваемый период до 2050 года.

*Эффективность использования энергоресурсов.* Под воздействием мер по укреплению энергетической безопасности энергетическая эффективность будет повышаться, и темпы ее увеличения по оценке также составят порядка 0,7% в среднем в год.

*Структура топливно-энергетического баланса.* Благодаря мерам по ограничению потребления энергии и относительному сокращению потребления органического топлива в пользу увеличения доли атомной энергии и энергии возобновляемых источников в суммарном энергобалансе, его структура с точки зрения оптимизации в рассматриваемый период до 2050 года будет улучшаться.

*Выбросы парниковых газов.* Объем выбросов парниковых газов в Азии будет увеличиваться до 2035 года. Затем под влиянием расширения использования атомной и возобновляемой энергии начнется сокращение выбросов парниковых газов. Такое развитие ситуации станет возможным в условиях сильного политического давления со стороны правительств.

*Напряженность соотношения энергетические потребности/ обеспечение энергоресурсами.* Потребности в угле и природном газе будут увеличиваться до 2020 года, а рост потребления угля будет расти и далее, до 2035 года. Благодаря мерам по ограничению темпов роста потребления энергии и развитию атомной и возобновляемой энергии напряженность потребности/обеспечение для угля, нефти и газа будет снижаться. При этом рост использования атомной и возобновляемой энергии должен продолжаться до 2050 года.

*Суммарное потребление первичных энергоресурсов.* В период до 2035 года под воздействием экономического развития суммарное потребление энергии будет расти, но затем, когда начнут оказывать действие меры по повышению эффективности использования энергии и проявляться результаты вмешательства правительств, суммарное потребление начнет снижаться.

Основные политические решения в сфере энергетики будут касаться в основном проблем повышения энергетической эффективности, снижения выбросов парниковых газов, снижения напряженности соотношения потребление/обеспечение энергии и снижения суммарного потребления первичных энергоресурсов.

Если ставить задачу достижения среднегодовых темпов роста эффективности использования энергии 1,5% в целом по Азии в период 2000–2050 гг., сильное правительственное вмешательство становится необходимостью. Основные шаги правительств, направленные на стимулирование эффективности использования энергии и сокращение темпов роста потребления энергии, будут заключаться в обеспечении соответствующего субсидирования, в развитии рыночных реформ с учетом задач по энергоэффективности и в принятии политических решений по расширению использования возобновляемых источников энергии.

По оценке, временной график, характеризующий переход относительного роста объема выбросов парниковых газов, напряженности соотношения потребление/обеспечение энергии и суммарного потребления энергоресурсов к тенденции снижения этих показателей, будет иметь точки перелома роста к снижению после 2020 года и не позже 2035 года для отдельных показателей. Как скоро это произойдет, будет зависеть от степени вмешательства правительств и последовательности энергетической политики, проводимой правительствами.

**Цели МИРЭС «ЗА»**

*Доступ к энергии (Accessibility).* По сценарию 2 при низких темпах экономического развития создание магистральных линий электропередачи тем не менее будет осуществляться, особенно в Китае и Индии. Развитие электроэнергетической инфраструктуры будет происходить на фоне развития атомной энергетики, децентрализованной генерации, использования возобновляемых источников энергии, в том числе биомассы на основе совершенствования технологии ее использования. Подобное развитие энергетической политики будет способствовать улучшению доступа к электроэнергии и повышению уровня энергетической безопасности. Развитие рынка электроэнергии будет способствовать более рациональному использованию энергии, что также улучшает ситуацию с доступом.

*Наличие энергии (Availability).* В данном сценарии энергетической политики потребности в органичес-

## ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

ком топливе будут расти медленнее по сравнению с другими сценариями. Это означает увеличение срока эксплуатации имеющихся запасов нефти и природного газа, в том числе и из нетрадиционных источников. Если при этом под влиянием правительственной политики будет развиваться атомная энергетика и использование возобновляемых источников энергии, ситуация с наличием энергии будет улучшаться. Этому же будут способствовать меры по экономии энергии, предпринимаемые в рамках энергетической политики, проводимой правительствами.

*Приемлемость (Acceptability) энергообеспечения.* В энергетической политике по сценарию 2 приоритет будет отдаваться решению вопросов устойчивой безопасности энергоснабжения. Будет развиваться тенденция к использованию чистых технологий органического топлива в той мере, в какой она будет доступна в условиях низких темпов экономического развития. Правительства будут поощрять политику экономии энергии и повышения энергетической эффективности, а также содействовать развитию атомной энергетике и использованию возобновляемых источников энергии. В целом, по данному сценарию приемлемость энергообеспечения будет улучшаться.

### **Сценарий 3: сильное правительственное вмешательство/ высокая степень кооперации (сценарий устойчивого развития)**

При развитии энергетической политики по сценарию 3 улучшаются перспективы достижения целей МИРЭС «ЗА».

*Рост производства ВВП.* По данному сценарию темпы развития экономики Азии будут сдерживаться высокими ценами на энергию, экологическими требованиями и финансово-инвестиционными рисками. Однако фактором, влияющим на ускорение темпов развития, будет возрастающая экономическая интеграция. Высокие цены на энергию будут обуславливаться скачками цен на органическое топливо. Цены на энергию возобновляемых источников будут определяться под влиянием правительственной энергетической политики.

*Демографическая ситуация.* Среднегодовые темпы прироста населения Азии по данному сценарию также оцениваются величиной порядка 0,8% в рассматриваемый период до 2050 года.

*Эффективность использования энергоресурсов.* На эффективность использования энергоресурсов и экономию энергии будет оказывать влияние мировая тенденция по противодействию климатическим изменениям. Ожидается, что в период 2000–2050 гг. энергетическая эффективность в целом по Азии будет повышаться темпами в среднем 1,5% в год.

*Структура топливно-энергетического баланса.* Под влиянием развития атомной энергетике и использования возобновляемых источников энергии и сокращения использования органического топлива структура топливно-энергетического баланса будет

выравниваться и оптимизироваться на протяжении рассматриваемого периода до 2050 года.

*Выбросы парниковых газов.* Объем выбросов парниковых газов в Азии по данному сценарию также будет увеличиваться до 2035 года и затем под влиянием расширения использования атомной и возобновляемой энергии начнет сокращаться.

*Напряженность соотношения энергетические потребности/ обеспечение энергоресурсами.* Потребление нефти, угля и природного газа будут увеличиваться до 2035 года, а затем начнет снижаться по мере ввода в энергобаланс атомной энергии и энергии возобновляемых источников. После 2035 года напряженность потребности/обеспечение для угля, нефти и газа будет снижаться, а для атомной энергии и энергии возобновляющихся источников — нарастать.

*Суммарное потребление первичных энергоресурсов.* В период до 2035 года под воздействием экономического развития суммарное потребление энергии будет расти, но затем, когда начнут оказывать действие меры по повышению эффективности использования энергии и новые энергоэффективные технологии, суммарное потребление первичных энергоресурсов начнет снижаться.

Основные политические решения в сфере энергетике по данному сценарию будут оказывать позитивный синергический эффект на развитие энергетике в Азии, и достижение целей МИРЭС «ЗА» будет реальным.

Под влиянием правительственной энергетической политики, направленной на развитие и освоение новых энергетических технологий, субсидирование энергетических проектов, содействие рыночным реформам в энергетическом секторе, стимулирование развития возобновляемых источников энергии и экономии энергии в потребительском секторе, среднегодовые темпы повышения эффективности использования энергии в 2000–2050 гг. могут составить 2,0%.

По оценке, объем выбросов парниковых газов в Азии будет расти примерно до 2020 года, а затем под влиянием упомянутых выше факторов, связанных с замедлением роста потребления энергии, развитием атомной энергетике и возобновляемых источников энергии, начнет сокращаться.

### **Цели МИРЭС «ЗА»**

*Доступ к энергии (Accessibility).* По сценарию 3 и относительно низких темпах экономического развития создание магистральных линий электропередачи, как и в случае сценария 2, будет осуществляться, особенно в Китае и Индии. Развитие электроэнергетической инфраструктуры будет происходить на фоне развития атомной энергетике, децентрализованной генерации, использования возобновляемых источников энергии, в том числе биомассы, на основе новых современных технологий. Такая энергетическая политика будет способствовать улучшению доступа к электроэнергии. Этому будет также в значи-

тельной степени способствовать региональная кооперация и интеграция энергосистем в рамках АСЕАН (Азиатская организация экономического содействия и развития), в том числе между промышленно развитыми и развивающимися странами Азии, и увеличение объема инвестиций в энергетические проекты.

**Наличие энергии (Availability).** В данном сценарии энергетической политики будет активно вестись разведка месторождений нефти и природного газа и, соответственно, наращивание их запасов. Приток инвестиций в нефтегазовый сектор обеспечит развитие новых технологий добычи и повышения коэффициента извлекаемости полезных ископаемых из недр. Региональная интеграция энергетических рынков и развитие трансграничной торговли электроэнергией и другими видами энергоресурсов будет способствовать улучшению положения с наличием энергии и энергоресурсов.

**Приемлемость (Acceptability) энергообеспечения.** В энергетической политике по сценарию 3 приоритет будет отдаваться решению вопросов устойчивого энергетического развития. Будет развиваться тенденция к использованию чистых технологий органического топлива в той мере, в какой она будет доступна в условиях невысоких темпов экономического развития. Правительства будут поощрять политику экономии энергии и повышение энергетической эффективности, а также содействовать развитию атомной энергетики и использованию возобновляемых источников энергии. Международная кооперация ускорит технологическое развитие и практическое использование новых энергетических технологий в регионе в целом. В этих условиях проявится тенденция к снижению выбросов парниковых газов.

**Сценарий 4: слабое правительственное вмешательство/ высокий уровень кооперации (сценарий экономического развития)**

При развитии энергетической политики по сценарию 4, как и по сценарию 3, улучшаются перспективы достижения целей МИРЭС «3А», кроме, вероятно, решения проблемы ограничения выбросов парниковых газов. Задачи в плане достижения целей «3А» решаются в основном за счет развития кооперации, поскольку отсутствует сильное вмешательство правительств.

**Рост производства ВВП.** По данному сценарию темпы развития экономики Азии в период 2000–2050 гг. будут наиболее высокими. Модель экономического развития будет опираться на крупные рынки, в частности, в Китае и Индии. Экономическая взаимозависимость между странами региона будет усиливаться.

**Демографическая ситуация.** Среднегодовые темпы прироста населения Азии по данному сценарию также оцениваются величиной порядка 0,8% в рассматриваемый период до 2050 года.

**Эффективность использования энергоресурсов.** По данному сценарию 4 ожидается, что в период 2000–2050 гг. энергетическая эффективность в це-

лом по Азии будет повышаться темпами в среднем от 1,0 до 1,5% в год.

**Структура топливно-энергетического баланса.** В структуре энергобаланса, как оценивается по сценарию 4, увеличится доля угля и атомной энергии.

**Выбросы парниковых газов.** Объем выбросов парниковых газов в Азии по данному сценарию 4 в ближайшие 50 лет будет увеличиваться и вырастет в 3–4 раза. Этот рост будет обусловлен расширенным использованием органического топлива для обеспечения энергоснабжения. При этом на долю Китая и Индии в Азии будет приходиться 70–80% всех выбросов.

**Напряженность соотношения энергетические потребности/ обеспечение энергоресурсами.** Высокие темпы экономического роста будут оказывать влияние на развития добычи энергоресурсов и производство энергии. Однако энергоснабжение не всегда будет успевать за темпами роста потребностей в энергии и энергоресурсах. В частности, это касается обеспечения потребностей в угле и атомной энергии. Как следствие, напряженность соотношения потребности/обеспечение будет высокой. А поскольку вмешательство правительства в вопросы развития энергетики будет слабым, такие факторы, как энергетическая эффективность, новые технологии, использование возобновляемых источников не будут достаточными для оказания смягчающего воздействия на показатель напряженности потребности/обеспечение энергии.

**Суммарное потребление первичных энергоресурсов.** Высокие темпы роста экономики Азии обуславливают рост суммарного потребления энергоресурсов. Определенные шаги по замедлению роста суммарного энергопотребления будут предприниматься как на уровне отдельных стран, так и на уровне региона в целом. Основные процессы, связанные с ростом суммарного энергопотребления и мерами по его ограничению, будут происходить в Китае и Индии.

Основные политические решения в сфере энергетики по данному сценарию из-за слабого вмешательства правительств не будут оказывать заметного влияния на развитие энергетики в Азии, поскольку это развитие будет в основном определяться экономической кооперацией и рыночными факторами.

Технологический прогресс будет обусловлен влиянием факторов рыночной экономики, и поэтому энергетическая эффективность не будет пользоваться приоритетом в решении вопросов, связанных с энергетическими проектами. Правительства не смогут оказывать значительного влияния на стимулирование роста энергетической эффективности.

По оценке, объем выбросов парниковых газов в Азии будет расти, поскольку в условиях ускоренного экономического роста использование органического топлива будет увеличиваться. Определенные шаги с целью ограничения роста выбросов на международном уровне будут предприниматься, поскольку со стороны мировой общественности будет оказываться давление в этом направлении.

## ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

Высокий уровень международного сотрудничества и рыночной кооперации будет создавать предпосылки для укрепления экономических отношений со странами, добывающими нефть и природный газ, и поэтому напряженности в снабжении этими видами энергоресурсов может и не быть. Однако слабая роль правительств в решении вопросов развития энергетики замедлит развитие энергоэффективных технологий и освоение альтернативных видов энергоресурсов. Стабильность энергообеспечения и развития энергетики Азии будет решаться на путях расширения энергетического сотрудничества между странами АСЕАН, Японией, Китаем, Кореей, Индией и Россией.

### Цели МИРЭС «3А»

**Доступ к энергии** (Accessibility). По сценарию 4, предполагающему высокие темпы экономического развития в Азии, будет расширяться строительство линий электропередачи и создание энергосистем. Развитие электроэнергетической инфраструктуры, особенно в Китае и Индии, будет происходить на фоне развития атомной энергетики, децентрализованной генерации, использования возобновляемых источников энергии, в том числе биомассы, на основе новых современных энергетических технологий. Ситуация с доступом к энергии будет улучшаться. Основной данной тенденции будет развитие международной кооперации между развитыми и развивающимися странами, сопровождаемое ростом объема инвестиций в энергетику развивающихся стран.

**Наличие энергии** (Availability). В данном сценарии энергетической политики будет активно вестись разведка месторождений нефти и природного газа и, соответственно, наращивание их запасов. Приток инвестиций в нефтегазовый сектор обеспечит развитие новых технологий добычи и повышения коэффициента извлекаемости полезных ископаемых из недр. Региональная интеграция энергетических рынков и развитие трансграничной торговли электроэнергией и другими видами энергоресурсов будет способствовать улучшению положения с наличием энергии и энергоресурсов.

**Приемлемость** (Acceptability) *энергообеспечения*. В энергетической политике по сценарию 4 приоритет будет отдаваться экономическому развитию. Из этого вытекает расширение использования традиционных технологий сжигания органического топлива как наиболее быстрый путь достижения адекватного энергообеспечения решению вопросов устойчивого энергетического развития быстро развивающейся экономики. В свою очередь, это вызовет увеличение объема выбросов парниковых газов, т.е. ухудшение приемлемости энергоснабжения с экологической точки зрения. Попытки правительств повлиять на ситуацию, вероятно, не дадут сколь-нибудь значимых результатов вследствие слабого влияния правительств на процессы развития энергетики и возрастающей зависимости экономики Азии от снабжения нефтью, природным газом и другими видами органического топлива.

### Рекомендации

Для развития энергетики азиатского региона предпочтительными являются сценарии энергетической политики 3 или 4. Но для того чтобы осуществить стратегию достижения энергетической политики в соответствии с этими сценариями, должен быть проделан огромный объем аналитической работы. В ходе этой работы экспертами высокого уровня должны быть исследованы основные характеристики и тенденции развития топливно-энергетических комплексов, существующих в настоящее время в странах региона, а также общая картина с состоянием энергетики в азиатском регионе.

Надлежащий баланс политических шагов и действий по достижению целей «3А» должен быть очень внимательно продуман и соблюден. Взаимодействие между правительством и частным сектором на национальном и международном уровнях должны быть тщательно сбалансированным. Обязательным фактором при определении и реализации политических мер и шагов должен быть анализ технологических характеристик и финансовых возможностей.

Ниже приводится перечень рекомендаций, — возможный, впрочем, для дополнения, — которые должны быть учтены при выборе энергетической политики в ее различных аспектах.

### Международная кооперация и интеграция в Азии

— Создание многостороннего механизма и структуры для поддержания энергетической безопасности как с использованием международных азиатских организаций экономического и политического сотрудничества (АПЕК, АСЕАН+3), так и с привлечением других стран (Индия, Россия). Всемерное укрепление деловых связей с энергопроизводящими странами с высоким потенциалом экспорта энергоресурсов и энергии.

— Укрепление регионального партнерства для решения вопросов энергетической безопасности посредством кооперации при разведке и добыче энергоресурсов, осуществлении проектов трансграничной торговли энергоресурсами и электроэнергией, создании резервов топлива на случай чрезвычайных ситуаций с перебоями энергоснабжения.

— Улучшение передачи технологий и технологической кооперации при разработке и эксплуатации месторождений энергетических ресурсов, сотрудничество в сфере повышения эффективности использования и сбережения энергоресурсов, совместное решение вопросов противодействия климатическим изменениям и адаптации энергетических технологий к местным условиям.

— Заключение двусторонних и многосторонних международных соглашений и договоров в сфере информационных технологий и обмена информацией, развитие долевого финансового участия в разработке и освоении новых энергетических технологий,

включая организацию и проведение проектов НИОКР и демонстрационных проектов, создание и развитие азиатско-тихоокеанского партнерства.

— Участие в глобальном сотрудничестве по ускорению разработки и внедрения в практику чистых угольных технологий, включая освоение ресурсной базы и выполнения принятых обязательств.

### **Правительственное участие**

#### **Правительства должны:**

— Принимать на себя ответственность за установление и последовательное проведение долгосрочной энергетической политики. Политика должна быть обоснована и понятна как для тех, на кого она направлена, так и для внешнего мира. Политика должна включать в себя обязательные элементы, такие как установление регулирующих правил для эффективного функционирования энергетических рынков, создание благоприятной законодательной среды для инвестиций в энергетику, содействие развитию энергетической инфраструктуры, социальные гарантии и т.п.

— Иметь ясные программы ликвидации энергетической нищеты, что непосредственно связано с решением проблемы доступа к энергии.

— Прямо или косвенно участвовать в программах технологических НИОКР в топливно-энергетическом комплексе.

— Иметь ясно сформулированные принципы и условия для поддержки развития международной кооперации и сотрудничества в сферах передачи энергетических технологий, обмена информацией, мер, предусматриваемых в условиях чрезвычайных ситуаций с энергоснабжением, а также для содействия экологическим программам противодействия климатическим изменениям.

— Содействовать установлению партнерских отношений между странами на региональном и глобальном уровнях, включая отношения между компаниями и общественными организациями, а также развитию связей и деловых контактов между основными группами потребителей топлива и энергии, направленных на реализацию программ по эффективному использованию энергоресурсов и энергосбережению.

— Устанавливать и утверждать основные стандарты качества, характеристики и критерии исполнения для энергетических проектов, предусматривающие энергетическую эффективность, экологические показатели, новейшие технологические показатели и т.п.

— Участвовать в согласовании цен на топливо и энергию при заключении средне- и долгосрочных контрактов и соглашений с целью установления сбалансированных условий для обеспечения устойчивого энергоснабжения и энергетической безопасности потребителей.

— Обеспечивать информированность общественности по основным проблемам энергетики, проводимым мероприятиям по решению этих проблем и получаемым результатам.

### **Технологическое развитие стран азиатского региона**

По мнению экспертов, развитие технологии играет ключевую роль при выборе энергетической политики в странах азиатского региона. Не менее важна роль энергетических технологий в стремлении достичь сформулированные МИРЭС цели «3А».

Ниже приводится перечень основных направлений НИОКР и технологических разработок, которые необходимо будет осуществлять для достижения устойчивого энергетического развития Азии в контексте глобального развития и которые должны как составляющая часть войти в энергетическую политику по любому сценарию, особенно по сценариям 3 или 4:

— Технологии добычи и эксплуатации новых месторождений и нетрадиционных источников углеводородного топлива, включая метан и гидраты угольных пластов и нефтегазоносных скважин, битуминозные пески и сланцы и т.п.

— Технологии использования возобновляемых источников энергии, включая солнечную и ветровую энергию, биоресурсы, гидроресурсы и т.п.

— Технологии использования атомной энергии с особым упором на повышение безопасности ядерных реакторов.

— Технологии сбережения и эффективного использования энергии в процессах сжигания топлива, расхода горючего на автомобильном транспорте, обеспечения собственных нужд стационарных энергетических установок, применения новых типов теплоизоляции, генерирования электроэнергии и т.п.

— Технологии использования электроэнергии у различных групп промышленных и бытовых потребителей.

— Технологии чистого использования угля, включая комбинированные циклы сжигания, газификацию, ожижение и т.п.

— Технологии трансграничных нефте- и газопроводов, магистральных линий электропередачи, создания запасов топлива на случаи чрезвычайных ситуаций, а также других технических и транспортных средств и способов, используемых в топливно-энергетической инфраструктуре в целом.

— Технологии повышения пропускной способности и снижения потерь в распределительных электросетях.

— Технологии развития и использования малой гидроэнергетики, ветроагрегатов, солнечных установок и других типов энергетических установок малой мощности.

— Технологии совершенствования очистки и улавливания загрязняющих отходов при использовании органического топлива, а также снижения негативного экологического влияния крупных гидроэнергетических проектов и других проектов масштабного использования неорганических видов энергоресурсов.

— Технологии использования водородной энергетики, термоядерного синтеза и других нетрадиционных источников энергии, вероятных в отдаленном будущем.

# Подходы к автоматизированной поддержке оценивания действий диспетчеров в режимном тренажере

**О.А. Федоров**  
**ЗАО «Монитор Электрик»**

*Комплексный подход к решению данных задач предложен разработчиками режимного тренажера диспетчера «Финист» компании «Монитор Электрик». Широкий спектр средств по поддержке функций оценивания реализуются в составе автоматизированного рабочего места (АРМ) контролирующего лица. Описанию отдельных подходов и инструментов нового элемента в составе режимного тренажера посвящена данная статья.*

Сложность и разнохарактерность задач, выполняемых диспетчерским персоналом операционных зон, по ведению нормального режима, предотвращению и ликвидации нарушений делает ключевыми формы и способы проверки их знаний и навыков. Эффективным средством в этой области задач является использование режимного тренажера диспетчера. Одной из важнейших задач при проведении противоаварийных тренировок является объективная оценка выполнения диспетчером своих функций. Успешность решения оперативных задач зависит от опыта диспетчера и его умения адекватно оценивать и реагировать на непредвиденную ситуацию.

Несомненно, что проверка правильности и оценка эффективности действий диспетчера во время тренировки могут быть выполнены только квалифицированными экспертами (контролирующими лицами). Для улучшения организации их работы правомерно выделить следующие задачи: структурирование имеющихся на данный момент методик оценивания, формирование единообразных критериев и форм представления результатов.

Комплексный подход к решению данных задач предложен разработчиками режимного тренажера диспетчера «Финист» компании «Монитор Электрик». Широкий спектр средств по поддержке функций оценивания реализуются в составе автоматизированного рабочего места (АРМ) контролирующего лица. Описанию отдельных подходов и инструментов нового элемента в составе режимного тренажера посвящена данная статья.

Особенностью предлагаемого АРМ является многофункциональность инструментария комплексного оценивания. В общем функциональном дизайне можно выделить три основных компонента: модуль интегральных показателей эффективности действий персонала, экспресс-оценка и электронная карта тренировки. Инструменты не являются обособленными: каждый из них дополняет общую схему оценивания, предлагаемую для ведения противоаварийных тре-

нировок. Облик конкретной методики оценивания формируется на основе предоставляемого инструментария.

В современной практике преобладает субъективно оформленный контролирующими лицами набор требований и критериев успешности решения задач. В зависимости от уровня диспетчерского управления и состава программы тренировки эти требования меняются. Однако при всем многообразии критериев они имеют под собой нормативно-техническую базу: выставляя итоговую оценку, принято руководствоваться едиными стандартами и требованиями, регламентирующими качество ведения нормального режима, правила диспетчерского управления и ликвидации нарушений.

Эффективность использования нормативной базы в процессе оценивания зависит не только от профессионализма и компетентности контролирующего, но и от степени его информационной обеспеченности о развитии ситуации по ходу тренировки. Контроль за огромным числом телеизмерений, отслеживание переговоров, диспетчерских команд и разрешений, соотнесение их с собственными вариантами решения — все это представляет собой сложную задачу даже для группы контролирующих лиц. Для информационной и инструментальной поддержки действий контролирующего лица предлагается использовать режимный тренажер. Важная роль отводится модулю формирования интегральных показателей эффективности. Это первый компонент разрабатываемого АРМ контролирующего, который расширяет возможности по структурированию объективных критериев оценки.

Использование интегральных показателей эффективности действий диспетчера заключается в механизме формирования и сбора статистики оперативных данных по заранее оговоренному содержанию. Среди множества реализованных показателей можно выделить несколько характерных групп, отражающих эффективность предпринятых в ходе тренировки действий диспетчера:

1) отклонения режимных параметров в операционной зоне (например, отклонения частоты, напряжения в контрольных пунктах, отклонения заданных межсистемных сальдо перетоков и др.);

2) допущенные срабатывания ПА по вине диспетчерского персонала (срабатывания АОСЧ и др.);

3) показатели нарушения электроснабжения потребителей (например, структурирование недоотпуска электроэнергии, длительность отсутствия напряжения на шинах питания).

Непрерывно ведется не только запись контролируемых величин в архив, но и средствами АРМ выполняется их постобработка для формирования полезной для контролирующего лица информации. Для первой группы показателей, например, предусматриваются средства фиксации максимальных/минимальных отклонений, их длительности и средних значений, а также операции сравнения с эталоном или заданной допустимой областью.

Для каждого из показателей эффективности представлен список возможных типов ТИ/ТС, по которым этот показатель может рассчитываться. В течение всей тренировки ведется автоматизированная обработка данных, отображение основных результатов и занесение их в итоговый протокол статистики.

Архитектура построения модуля такова, что она не исключает постепенное расширение набора используемых интегральных показателей. Для каждой тренировки состав статистики задается индивидуально, тем самым обеспечивается гибкость и индивидуальность организации работы контролирующего лица.

Перспективность использования модуля статистики интегральных показателей эффективности может в большей степени проявиться при соотношении их с применяемыми подходами оценивания действий диспетчеров. Предложенная в [1] методика может быть эффективно реализована за счет использования группы интегральных показателей отклонений режимных параметров. Суть методики заключается в анализе ликвидации нарушений нормального режима в ходе тренировки по динамике изменения ряда режимных параметров (уровни напряжений, ток в линиях электропередачи и трансформаторах), вышедших за допустимые пределы. В целом решение задач тренировки представляется как поэтапный перевод контролируемых параметров в желаемом направлении, при этом траектория восстановления, характеризует мастерство диспетчерского персонала. Выставление баллов производится по общему протоколу действий диспетчера. АРМ контролирующего позволяет представлять поток событий в модели энергосистемы в привычной для диспетчерского персонала форме, с содержанием, аналогичным оперативному журналу. Правила оценки, согласно методике [1], предполагают разделение всех действий диспетчера из протокола на три группы с соответствующими баллами/рейтингами. К первой группе отнесены те события, в результате которых контроли-

руемый параметр отклонился в сторону зоны допустимых значений. Вторая группа действий, отмечаемых штрафами, приводит к росту отклонений режимных параметров в недопустимую область. Также отмечаются в протоколе отрицательными баллами третья группа действий, в результате которых значения режимных параметров неизменно остаются в недопустимой области. Интегральные показатели эффективности действий могут быть выбраны в соответствие с желаемыми контролируруемыми величинами в каждой конкретной тренировке. Автоматизация данной классификации действий за счет анализа значений введенных показателей в моменты наступления событий протокола эффективно реализует на практике предложенную методику оценивания.

Модуль интегральных показателей эффективности может включать в себя также оценку профессионализма и психологических аспектов поведения диспетчеров. Предлагаемое использование простой анкетной формы позволит конспектировать суждения и оценки контролирующего по стилю ведения оперативных переговоров, четкости и ясности отдаваемых команд, командной слаженности смены, психологическому состоянию диспетчеров. Должное внимание к данному инструменту оценивания в АРМ контролирующего лица позволит мотивировать развитие личностных качеств персонала, а также способствует формированию командной слаженности в смене.

В ходе проведения тренировок контролирующим лицам часто нужно делать пометки или записи, содержащие вспомогательную информацию, перечисления недочетов, штрафов и замеченных неточностей в действиях диспетчеров. Модуль экспресс-оценивания призван предоставить возможность контролирующему лицу вести собственный протокол записей, интегрированных с общим протоколом событий. Использование готовых шаблонов записей для фиксации их в протоколе обеспечит эффективное включение контролирующего лица в процесс тренировки. Примерами шаблонов замечаний могут быть следующие:

- «альтернативное решение»;
- «решение, улучшающее эталонное».

Примеры шаблонов нарушений, вносимые в протокол:

- «нарушение Регламента оперативных сообщений»;
- «нарушение ПТБ»;
- «нарушение технологического режима электростанции».

Все многообразие видов экспресс-оценок предлагается классифицировать. Введение таких подклассов как нарушения, замечания и примечания формализует и облегчает составление словарей контролирующего. Словари представляют собой набор терминов, фраз, устойчивых выражений, доступных

## ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

через выпадающие редактируемые списки. Ими можно оперативно пользоваться как заранее заготовленными шаблонами протоколируемых экспресс-оценок. Возможность расширения набора записей позволит контролирующему лицу более акцентировано следить за текущими действиями диспетчера в процессе тренировки, не отвлекаясь на внесение ремарок на бумаге. Итоговую оценку выносит не программное средство, а контролирующее лицо. Но протоколирование его действий должно обеспечить более глубокую проработку им содержания тренировки и его большую ответственность.

Перечисленные модули АРМ контролирующего может объединить его третий компонент — электронная карта предполагаемых действий диспетчера. Ее реализация представляет собой линейную цепочку решений в ходе тренировки. На данном графе состояниям системы сопоставляются узлы, а действиям диспетчера — ветви, что в совокупности образует некий эталон.

Действия диспетчера, занесенные в электронную карту, характеризуются порядком исполнения, объемом и важностью.

Работа с электронной картой в АРМ контролирующего имеет два аспекта:

- 1) электронная карта позволяет отслеживать ход решений задач диспетчерами, сравнивать его с заданной траекторией и сопоставлять текущие состояния системы с принятыми эталонами;
- 2) расширяются возможности работы с модулем экспресс-оценки, поскольку можно связать различные шаблоны записей контролирующего с конкретными действиями, их группами или этапами тренировки.

Составление подобной карты действий средствами режимного тренажера не означает, что представленный вариант является единственным. В свойствах записанных действий предусматривается признак равнозначности последовательности действий или их альтернативность.

Контролирующее лицо может принудительно выводить в ходе тренировки текущие статистику интегральных показателей, отмечая тем самым контрольные точки этапов действий для последующего анализа и обсуждения. По ходу тренировки выполняется синхронизация положения на графе электронной карты и реального состояния моделируемой ЭЭС с выдачей текущих уведомлений. Протокол тренировки тем самым расширяется, что делает более информативными и аргументированными ведение экспресс-оценки контролирующим лицом.

Итоговую схему оценивания составляют полученные результаты модулей экспресс-оценивания и электронной карты действий. Они дополняются значениями зарегистрированных показателей эффективности предпринятых в ходе тренировки действий диспетчеров.

Изложенная концепция АРМ контролирующего лица в составе режимного тренажера делает возможным проведение комплексной и более взвешенной оценки результатов тренировок диспетчерского персонала.

### Литература

1. Будовский В.П., Пасторов В.М. Оценка действий диспетчерского персонала при проведении противаварийной тренировки // Известия вузов. Электромеханика. 2004. №6. С. 58–61.

**07.09-22Ж.4.** *Новости ветровой и атомной энергетики (Азия, Европа и Северная Америка). Wind and nuclear: Asia, Europe, and North America. IEEE Power and Energy Mag. 2006. № 6. С. 72–73. Англ.*

Китай объявил конкурс на контракты по поставке оборудования и строительству АЭС на общую сумму ~8 млрд долл. Участвуют Россия, США и Франция. Дания планирует разместить еще сотни ВЭС в своей оффшорной зоне. ВЭС начнут давать энергию к декабрю 2006 г. Тони Блэр определенно высказался за строительство новых АЭС в Великобритании. Японская компания Мэйдэнся планирует пустить в эксплуатацию в префектуре Акита к сентябрю 2006 г. ВЭС общей мощностью 25,5 МВт, доведя общую мощность своих ВЭС к 1.04.2010 г. до 300 МВт. КНДР внедряет компьютерную систему управления для предотвращения блокаутов в своей ЭЭС.

**07.09-22Ж.75.** *Задача многоцелевой иерархической оптимизации для независимых системных операторов в условиях конкурентного рынка электроэнергии. Hierarchical multiobjective optimization for independent system operators (ISOs) in electricity markets. Louie Henry, Strunz Kai. IEEE Trans. Power Syst. 2006. № 4. С. 1583–1591, 8 ил., 5 табл. Библ. 24. Англ.*

В условиях рынка электроэнергии независимые системные операторы (ISO) осуществляют оптимизацию работы рынка, используя целевую функцию экономич. типа. Вместе с тем имеется много других целей, достижение которых должно обеспечиваться деятельностью ISO. В работе формулируется задача иерархич. многоцелевой оптимизации, когда достигается оптимизация основного экономического критерия и локальная оптимизация критериев 2-го порядка. Подход иллюстрируется на модельном примере ЭЭС с 30 шинами. Представлены результаты расчетов и их обсуждение.

**07.09-22Ж.76.** *[Структура и деятельность общества электроинженеров IEEE]. Outreach and liaison: Keys to HES success. Reder Wanda. IEEE Power and Energy Mag. 2006. № 6. С. 12–13. Библ. 1 табл. Англ.*

Общество электроинженеров IEEE имеет ~21000 членов, объединенных общими интересами в области энергетики и электротехники. Внутри PES имеется широкий спектр комитетов, подкомитетов, рабочих групп конференций, выставок и т. п. В статье представлены структура и функции PES, основные направления ее деятельности и пр.

**07.09-22Ж.86К.** *Математическая модель большой электроэнергетической системы. Родюков Ф. Ф. СПб: СПбГУ. 2006. С. 153. 16 ил. Библ. 158. Рус. ISBN 5-288-04106-7*

Доказана неадекватность известных уравнений Парка — Горева для эл. машин переменного тока принципу относительности Галилея и закону сохранения энергии, а также физич. процессами в реальных эл. машинах. Построены уравнения, не имеющие этих недостатков. При построении на их основе математической модели большой энергосистемы, состоящей из достаточно большого числа синхронных генераторов и двигателей и асинхронных двигателей, введена новая формулировка принципа эквивалентирования эл. машин и принципа единого, абсолютно жесткого вала. Полученная модель есть модель синхронного двигателя, работающего в асинхронном режиме. Изучены ее малые колебания и устойчивость. Их анализ может помочь в прогнозировании энергетич. катастроф и выработке мер по предотвращению их в будущем.

В. А. Семенов

**07.09-22Ж.90.** *Использование искусственных нейронных сетей для расчета надежности ЭЭС. Лыткин Н. О. Информационные и математические тсх-нологии в научных исследованиях: Труды 11 Международной конференции, Иркутск, 2006. Ч. 1. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. 2006. С. 39–48, 2 ил., 2 табл. Библ. 4. Рус.*

Для определения максимального потока в сети рассмотрена возможность применения различных архитектур искусственных многослойных нейронных сетей, представлены оценки их релевантности, а также приведены экспериментальные данные.

**07.09-22Ж.103.** *Учет структурирования исходных данных при прогнозировании электропотребления федерального округа. Любимова Е. В. Информационные и математические технологии в научных исследованиях: Труды 11 Международной конференции, Иркутск, 2006. Ч. 1. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. 2006. С. 15–21, 4 табл. Рус.*

Предложена базовая модель прогнозирования электропотребления методом прямого счета на основе агрегированных показателей.

**07.09-22Ж.104.** *Проверка базовых гипотез модели прогнозирования региональной потребности в электроэнергии. Любимова Е. В., Кондратьева Е. В., Черная Н. В. Информационные и математи-*

## БИБЛИОГРАФИЯ

ческие технологии в научных исследованиях: Труды 11 Международной конференции. Иркутск, 2006. Ч. 1. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. 2006. С. 21–27, 6 ил., 2 табл. Рус.

Показано, что в реальности прогнозирование электропотребления — это сложная многофакторная функция, в которой валовой выпуск продукции — лишь один из факторов. Привязка всей динамики электропотребления к нему одному есть сильное огрубление действительности.

**07.10-22Ж.1.** *О перспективах развития мировой электроэнергетики. Энерг. за рубежом. 2006. № 5. С. 3–8. Рус. Сокращенный перевод статьи из журнала VGB Power Tech, 2003. № 6.*

Сторонники централизованного электроснабжения отмечают его надежность и экономичность, а децентрализованные источники, по их мнению, как правило, неэкономичны и нуждаются в обеспечении резервной мощности. Гос. стимулирование децентрализованных и возобновляемых источников энергии снижает конкурентоспособность германских энергокомпаний на международном рынке. Во второй половине текущего десятилетия вновь предполагается увеличение заказов на строительство мощных электростанций. В 15 странах Европейского Союза к 2020 г. ожидается ввод более 200 ГВт новой мощности. Типы электростанций определяются в ближайшие пять лет. Мощные ТЭС сыгравшие существенную роль в развитии европейской электроэнергетики.

Г. В. Малевинский

**07.10-22Ж.2.** *Основные черты энергетики будущего. Energy hubs for the future.. Geidl Martin, Koeppel Gaudenz, Favre-Perrod Patrick, Klockl Bernd, Andersson Goran, Frohlich Klaus. IEEE Power and Energy Mag. 2007. № 1. С. 24–30, 6 ил., 1 табл. Библ. 3. Англ.*

В статье изложено краткое содержание предложенного университетом ETH (г. Цюрих) проекта «Видение будущего электроэнергетики» (Vision of Energy Network) (в проекте участвуют компании Asea и ABB, Siemens, университеты, швейцарское федеральное Агентство энергии). Цель проекта понять, какой должна быть электроэнергетика через 30–50 лет. Основным понятием концепции новой энергетики считается понятие «энергетич. накопителя-смесителя-преобразователя» (energy hub), устройства, где различные носители энергии могут преобразовываться, накапливаться и формироваться. В статье представлены основные подходы, некоторые разработки и первые результаты данного проекта.

**07.10-22Ж.4.** *[Последствия применения британской модели при реформировании, либерализации, приватизации электроэнергетики]. The grin of the Cheshire cat. Thomas Steve. Energy Policy. 2006. 34, № 15. С. 1974–1983. Англ.*

В 1990-е годы «Британская модель», связанная с приватизацией, либерализацией, дерегулированием доминировала в области электроэнергетики разных стран. Цель этой реформы состояла в преобразовании электроэнергетики из монополии в конкурентный рынок, где электроэнергию можно покупать и продавать как и все другие товары. Однако, начиная с 2001 г. крах этой политики стал очевиден. И когда обеспечение надежности энергоснабжения становится трудно гарантировать, политики будут вынуждены принимать решения. При этом большие трудности возникнут у развивающихся стран, которым понадобятся крупные инвестиции для оздоровления ситуации.

**07.10-22Ж.6.** *Состояние свободных рынков электроэнергии в странах — членах ЕС и намечаемые пути совершенствования рыночных отношений. Колесникова Н. М., Преображенская Л. Б. Энерг. за рубежом. 2006. № 5. С. 9–19, 7 табл. Рус.*

Для увеличения числа участников рынка во всех странах произведено разделение сфер деятельности в ранее вертикально интегрированных компаниях. Однако падение доходов генерирующих компаний привело к повышению их корпоративной активности (слиянию компаний) и расширению сфер деятельности (образованию объединений с предприятиями газо- и водоснабжения, телекоммуникаций и пр.). Либеральная система ценообразования на оптовом рынке не позволяет избежать сговора между энергетич. компаниями, несмотря на все меры, принимаемые для развития свободной конкуренции. Это приводит к необходимости строгого гос. контроля над развитием рыночных отношений и формированием цен на электроэнергию. Реформа развивается медленнее, чем ожидалось, в ряде случаев развитие носит обратный характер. Появились новые тенденции в подходах к вертикальной интеграции в отрасли.

Г. В. Малевинский

**07.10-22Ж.7.** *Совершенствование практики предоставления услуг по балансировке потоков электроэнергии в странах-членах ЕС. Колесникова Н. М., Преображенская Л. Б. Энерг. за рубежом. 2006. № 5. С. 20–24, табл. 2. Рус.*

Плата, взимаемая с поставщика, нарушившего баланс поставок, определяется на основе цены, по которой другие поставщики предлагают электроэнергию для балансировки. При единой системе цен на поставляемую и балансную электроэнергию Сис-

темный оператор действует только как посредник. Перед органами регулирования стоит задача создать условия для повышения ликвидности и надежности рынка балансировки с целью уберечь поставщиков от штрафных санкций. Поставщики должны иметь возможность ликвидировать свой небаланс через торги, проводимые в течение суток.

*Г. В. Малевинский*

**07.10-22Ж.8.** *Рождение отечественной электроэнергетики и создание первых энергосистем. Лисицын Н. В., Семенов В. А., Сюткин Б. Д. Пром. эперг. 2007. № 3. С. 45–54. Рус.*

В 1914 г. суммарная мощность электростанций России составляла 1,141 ГВт, а годовая выработка электроэнергии 2,039 млрд кВт-ч. Рассматриваются этапы создания единой энергетической системы (ЕЭС) страны и развитие диспетчерского управления, начиная от плана ГОЭЛРО. К концу 1990 г. установленная мощность электростанций ЕЭС достигла 288,6 ГВт, а выработка электроэнергии 1528,7 млрд кВт-ч. В настоящее время ЕЭС России является одним из крупнейших энергообъединений мира с установленной мощностью электростанций 195 ГВт и годовой выработкой электроэнергии 932 млрд кВт-ч. Работа российских энергетиков направлена на сохранение и развитие уникального энергетического комплекса, обеспечение бесперебойного электроснабжения страны.

*Г. В. Малевинский*

**07.10-22Ж.10.** *Реформа электроэнергетики и ее возможные последствия для экономики России. Сюскин А.И. Электрика. 2007. № 3. С. 5–14. Библ. 28. Рус.*

По мнению автора, трудности по созданию рынка электроэнергии в России и за рубежом обусловлены транспортной системой электроэнергетики, которая является главным технологич. препятствием на пути введения логически непротиворечивого и общественно эффективного рынка электроэнергии.

Пока не найдено удовлетворительных решений по ключевым проблемам: привлечение в электроэнергетику необходимых инвестиций, сбалансированное развитие объектов электроэнергетики (генерации и эл. сетей), а также надежность электроснабжения потребителей. Складываются все условия для энергетического кризиса. Необходимо внести коррективы в концепцию реформы электроэнергетики и соответствующие изменения в ряд законов страны.

*Г. В. Малевинский*

**07.10-22Ж.11.** *Новые технологии обеспечения надежности ЕНЭС в условиях формирующегося рынка электроэнергии. Раппопорт А. Н., Кучеров Ю. Н. Новые технологии для электрических сетей: Сборник статей. М.: Изд. дом МЭИ, 2006. С. 12–17. Рус.*

Происходящие изменения организационной структуры электроэнергетики и повышение требований участников рынка к технол. инфраструктуре определяют актуальность проблемы обеспечения надежности ЕНЭС с четким выделением функций и задач субъектов рынка, определением границ ответственности, правил взаимодействия, технической регламентации, формированием адекватной конкурентным отношениям системы координации и управления надежностью электроснабжения в целом.

**07.10-22Ж.12.** *Новое в управлении энергетическими системами. Баринов В. А. Новые технологии для электрических сетей: Сборник статей. М.: Изд. дом МЭИ, 2006. С. 18–31. Библ. 29. Рус.*

Дан анализ проблем и рисков, вызванных переходом к конкурентному рынку электроэнергии и рассматриваются особенности последних инициатив, связанных с совершенствованием структур управления электроэнергетич. рынками, а также общая характеристика развития электроэнергетич. рынков в государствах-участниках СНГ.

## ОТВЕТЫ НА ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ЗАДАЧИ

### ЗАДАНИЕ №1

1. После поступления доклада от дежурного ПС Светлая диспетчер должен принять меры к устранению нагрева разъединителя путем разгрузки данного присоединения. В данном случае это можно сделать несколькими способами — 1) исключить протекание тока по нагреваемому разъединителю: ( а) отключить выключатель СМВ на ПС Светлая; б) включить ремонтную перемычку на ПС Светлая, отключить выключатель СМВ на ПС Светлая; 2) уменьшить переток по нагреваемому разъединителю ( а) ввести в работу по аварийной готовности линию 110 кВ Л-83; б) сделать разрыв на любом из выключателей Л-63 ПС Светлая, ПС Восточная, Л-255 ПС Светлая, ПС Южная.

2. Если есть возможность в энергосистеме использовать для изменения перетока по транзиту Восточная-Светлая-Южная резервы электростанций.

(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. 6.2.4.1 — 6.2.4.6).

### ЗАДАНИЕ №2

1. После поступления докладов от дежурных ПС Светлая и ПС Восточная, дать команду дежурному ПС Восточная осмотреть выключатель Л-63, при отсутствии признаков зависания контактов отключить выключатель ключом управления. Последовательно включить ШСВ, отключившиеся выключатели 1 СШ 110 кВ. Согласно инструкции опробовать линию 110 кВ Л-63 и при успешном опробовании ввести линию в работу.

2. Если попытка отключения дефектного выключателя окажется неудачной либо операции с ним вообще невозможны, необходимо снять оперток с выключателей Л-63 на ПС Светлая и Восточная и со всех отключившихся выключателей 1 СШ 110 кВ ПС Восточная.

Все неповрежденные присоединения переключить шинными разъединителями на II СШ 110 кВ, последовательно включить неповрежденные присоединения, ШСВ остается в отключенном состоянии, дефектный выключатель по программе выводится в ремонт.

3. Дать команду по аварийной готовности ввести в работу линию 110 кВ Л-83.

(Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 4.3.1).

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 6.2.3.1 — 6.2.3.6).

### ЗАДАНИЕ №3

1. После поступления доклада от дежурного ПС Восточная дать команду дежурному ПС Восточная осмотреть выключатель Л-63, при отсутствии признаков зависания контактов отключить выключатель ключом управления. Если выключатель успешно отключен, продолжать вывод линии Л-63 в ремонт.

2. Если попытка отключения выключателя Л-63 на ПС Восточная окажется неудачной либо операции с ним вообще невозможны, необходимо снять оперток с выключателя Л-63 и ШСВ на ПС Восточная, все присоединения 1 СШ 110 кВ переключить шинными разъединителями на 2 СШ 110 кВ, после этого подать оперток на выключатель ШСВ и отключить его.

3. Вывести в ремонт линию Л-63 вместе с выключателем Л-63 ПС Восточная.

(Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 4.3.1).

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 6.2.3.1 — 6.2.3.6).

**ЦЕНА УКАЗЫВАЕТСЯ ПО ПОДПИСНОМУ КАТАЛОГУ**

Ф. СП-1

**АБОНЕМЕНТ на журнал** **18256**  
 (наименование издания) **Индекс издания**  
**Оперативное управление** **Количество комплектов**  
 в электроэнергетике

**на 2007 год по месяцам**

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

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

**Кому** \_\_\_\_\_ (фамилия, инициалы)

---

**ДОСТАВочная КАРТОчка** **18256**  
 на журнал **Индекс издания**

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

Стоимость	подписки	--- руб.	Количество комплектов
	Перед-решовки	--- руб.	

**на 2008 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**

Ф. СП-1

**АБОНЕМЕНТ на журнал** **12774**  
 (наименование издания) **Индекс издания**  
**Оперативное управление** **Количество комплектов**  
 в электроэнергетике

**на 2007 год по месяцам**

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

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

**Кому** \_\_\_\_\_ (фамилия, инициалы)

---

**ДОСТАВочная КАРТОчка** **12774**  
 на журнал **Индекс издания**

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

Стоимость	подписки	--- руб.	Количество комплектов
	Перед-решовки	--- руб.	

**на 2008 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 «Издательство литературы по экономике, политике и управлению «ПОЛИТЭКОНОМИЗДАТ»

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 ЗАКАЗНЫМИ 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 7718642550\ КПП 771801001 сч. № 40702810538180136004

ЗАО «Издательство литературы по экономике, политике и управлению  
«ПОЛИТЭКОНОМИЗДАТ»

Вернадское ОСБ №7970

#### Банк получателя

Сбербанк России ОАО, г. Москва

БИК 044525225

к/сч. № 30101810400000000225

СЧЕТ № 2Ж8 от 10.04.2008

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	3	450	1350	Не обл.	1350
<b>ИТОГО:</b>						

**ВСЕГО К ОПЛАТЕ:**

Генеральный директор

Главный бухгалтер



М.П.

*Москаленко*

К.А. Москаленко

*Москаленко*

Л.В. Москаленко

**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.

