

**Журнал
«ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ.
ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА
И ПОДДЕРЖАНИЕ ЕГО
КВАЛИФИКАЦИИ»
№1/2009**

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

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

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

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

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

Главный редактор
Будовский В.П., канд. техн. наук
dispatcher@inbox.ru

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

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

Подписано в печать 09.02.09.
Формат 60x88/8.
Бумага офсетная.
Печ. л. 10.
Печать офсетная.
Заказ №



ГЛАВНЫЕ ТЕМЫ НОМЕРА

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

**Электроэнергетика. Термины и определения
(Стандарт РАО «ЕЭС России»)**

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

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

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

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

**Оперативно-технический комплекс нового поколения
в Северной энергосистеме Украины**

*А.И. Кривоносков, В.Ю. Прохвятилов,
Т.В. Рыбальченко, Н.Н. Титов*

В статье описываются подходы к решению проблем диспетчерского управления в электроэнергетике Украины.

Содержание

К ЧИТАТЕЛЯМ	3
 ХРОНИКА	
В Минске (Республика Беларусь) состоялось 34-е заседание Электроэнергетического совета СНГ.	4
Cisco займется управлением электросетями / CyberSecurity.	5
Системный оператор завершил формирование единой вертикали диспетчерского управления ЕЭС России.	6
Строительство новых генерирующих мощностей в регионе было обсуждено на совещании в ОДУ Урала	7
Системный оператор принял участие в противоаварийных учениях в Курской области	8
НИИПТ завершил испытания новейшего электрооборудования для турбогенераторов атомных электростанций проекта «АЭС-2006»	9
Руководители филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала и Удмуртского РДУ выступили на конференции «Развитие региональной энергетики — 2008» в Ижевске	10
 ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ	
Электроэнергетика. Термины и определения.	11
Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем	25
 АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ	
Диспетчерские задачи	32
 ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ	
Методика выбора управляющих воздействий для обеспечения динамической устойчивости.	33
Новые возможности управления режимами ЭЭС при измерении фаз напряжений в электрической сети.	37
Применение данных РМУ при оценивании состояния ЭЭС методом контрольных уравнений.	44
Система мониторинга запасов устойчивости энергосистемы по данным СМПР.	50
 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА	
<i>А.Б. Осак, А.В. Домышев, И.В. Сорокин</i>	
Опыт создания и внедрения современных устройств противоаварийной автоматики АПНУ и перспективы их развития.	55
 ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ	
Оперативно-технический комплекс нового поколения в Северной энергосистеме Украины	59
 ОТВЕТЫ НА ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ЗАДАЧИ	64



А.П. Шкирмонтов



В.П. Будовский

К читателям

УУВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ ЖУРНАЛА!

Примите самые наилучшие поздравления с Новым годом!

Мы с вами вступили в новый, 2009-й год, в котором будет продолжаться дальнейшее развитие журнала. В ушедшем году его содержание и оформление претерпели изменения к лучшему, что вы, читатели, конечно же, заметили и положительно оценили, прислав свои отклики в редакцию.

Пусть новый год приносит вам лишь добрые новости, много нужной и полезной информации!

От нового года все ожидают хороших перемен, мы также желаем вам, чтобы эти перемены были только положительными. Редакция в свою очередь позаботится о том, чтобы обо всех изменениях в управлении промышленным производством, через призму должностных обязанностей руководителей предприятия, вы получали полную и достоверную информацию, в том числе подкрепленную ссылками на соответствующие законодательные и иные нормативные правовые акты.

Желаем вам никогда не останавливаться на достигнутом, всегда работать плодотворно, творчески и настойчиво, получая от работы и жизни моральное и материальное удовлетворение.

Желаем вам и вашим близким счастья, здоровья, любви и благополучия!

Пусть 2009 год принесет вам и всем, кто вас окружает, достаток, радость и успех, а тепло новогодних и рождественских свечей согревает ваши сердца весь 2009 год.

*Главный редактор издательства
«Совпромиздат», ИД «Панорама»
А.П. Шкирмонтов, канд. техн. наук*

*Главный редактор журнала
«Оперативное управление в
электроэнергетике»
В.П. Будовский, канд. техн. наук*

В Минске (Республика Беларусь) под председательством министра энергетики Российской Федерации Сергея Шматко состоялось очередное, 34-е заседание Электроэнергетического совета СНГ (ЭЭС СНГ)

В заседании приняли участие руководители министерств и ведомств, управляющих электроэнергетикой государств Содружества, руководители национальных энергокомпаний, наблюдатели при ЭЭС СНГ и представители приглашенных организаций.

В ходе заседания состоялись выборы президента Электроэнергетического совета СНГ и председателя КОТК. Президентом ЭЭС СНГ единогласно переизбран министр энергетики Российской Федерации Сергей Шматко. Председателем КОТК вновь избран председатель правления ОАО «СО ЕЭС» Борис Аюев.

Участники встречи обсудили вопросы подготовки энергообъединений государств Содружества к работе в осенне-зимний период 2008/2009 года, проекты документов по формированию общего электроэнергетического рынка государств — участников СНГ и ряд других актуальных вопросов стратегического партнерства и сотрудничества государств Содружества в области электроэнергетики.

Председатель правления ОАО «СО ЕЭС» Борис Аюев подробно рассказал о ходе реализации проекта технико-экономического обоснования синхронного объединения энергосистем стран СНГ и Балтии с энергообъединением европейских стран (UCTE). Исследование, выполнявшееся в течение трех лет совместно специалистами 19 компаний — системных операторов, показало, что синхронное объединение возможно при условии проведения ряда технических, эксплуатационных и организационных мероприятий и создания необходимых правовых рамок.

Совет утвердил представленный Борисом Аюевым план работы Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК) на 2008—2010 годы, а также документы, разработанные КОТК: Положение о проведении международных соревнований (конкурсов) диспетчерского персонала энергосистем стран СНГ и Балтии, Положение о проведении международных противоаварийных тренировок диспетчерского персонала энергосистем стран СНГ и Балтии и Основные рекомендации по измерениям перетоков мощности.

Следующее, 35-е заседание ЭЭС СНГ планируется провести в мае 2009 года в Баку.

Электроэнергетический совет СНГ

ЭЭС СНГ образован 14 февраля 1992 г. Его основная задача — проведение скоординированных действий по обеспечению устойчивого и надежного энергоснабжения экономики и

населения государств на основе эффективного функционирования объединенных электроэнергетических систем. В состав ЭЭС СНГ входят по должности первые руководители органов управления электроэнергетикой — полномочные представители государств: Азербайджанской Республики, Республики Армении, Республики Беларуси, Республики Грузии, Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Республики Молдовы, Российской Федерации, Республики Таджикистан, Туркменистана, Республики Узбекистан, Республики Украины.

Комиссия по оперативно-технологической координации (КОТК) — рабочий орган, сформированный Электроэнергетическим советом СНГ. Председатель Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК) — председатель правления ОАО «СО ЕЭС» Борис Аюев.

Информация о проекте ТЭО

ТЭО синхронного объединения энергосистем стран СНГ и Балтии (ЕЭС/ОЭС) с энергосистемами стран, входящих в объединение UCTE (Союз по координации передачи электроэнергии, объединяющий системных операторов 23 стран Западной, Центральной и Восточной Европы), выполняется под эгидой КОТК и UCTE. Непосредственно проект выполняют два объединения: консорциум UCTE и группа компаний ЕЭС/ОЭС, которые в апреле 2005 года подписали Соглашение о сотрудничестве по разработке ТЭО. ОАО «СО ЕЭС» выполняет функции координатора разработки проекта в группе компаний ЕЭС/ОЭС.

Цель проекта — изучение возможности совместной синхронной работы двух крупнейших энергосистем Евразийского континента, в результате которого может возникнуть уникальное по своим масштабам энергообъединение с 830 ГВт установленной мощности, поставляющее ежегодно 3,7 млрд МВт·ч электроэнергии для 730 млн потребителей. В ТЭО рассматриваются технические, организационные и юридические аспекты возможного объединения. Исследование подобного масштаба и значимости проводится впервые.

В консорциум UCTE входят компании: E.ON Netz, RWE, Vattenfall, (Германия); ELIA (Бельгия); MAVIR (Венгрия); NEK (Болгария); PSE (Польша); Red Electrica (Испания); RTE (Франция); SEPS (Словакия) и Transelectrica (Румыния).

Группа компаний ЕЭС/ОЭС объединяет ОАО «СО ЕЭС» (Россия), НЭК «Укрэнерго» (Украина), ГПО «Белэнерго» (Беларусь), Moldelectrica (Молдова), Latvenergo (Латвия), Lietuvos Energija (Литва), Eesti Energia (Эстония), АО KEGOC (Казахстан).

Cisco займется управлением электросетями / CyberSecurity

Телекоммуникационный гигант Cisco Systems открывает принципиально новый фронт работы — электрические сети. Cisco планирует вывести на рынок новую концепцию «эффективных электрических сетей».

В заявлении компании говорится, что через 5–7 лет рынок подобных сетей достигнет 1 млрд долл. США в глобальном масштабе.

Интересно отметить, что концепцию сетей и устройств для работы в них выдвинули разработчики из Германии и России, принимавшие участие в соревновании I-Prize, организованном Cisco. Российские и немецкие разработчики предложили не только саму концепцию, но и бизнес-план ее реализации.

Теперь новая концепция будет детально прорабатываться в подразделении развивающихся технологий Cisco, а примерно через полтора года на рынке появятся первые устройства, работающие на базе протокола IP и способные управлять электрическими сетями в заданном помещении или даже здании. Управлять подобными устройствами можно будет как локально, так и удаленно.

«Cisco выбрала именно эту идею за ее потенциал. Через 5–7 лет в год таких устройств будет продаваться на 1 млрд долларов.

Сейчас управление электричеством в домах полностью возложено на местного поставщика электроэнергии, и если произошел какой-то сбой в

электроснабжении, то единственный способ разрешить ситуацию — это телефонные звонки в компанию, поставляющую электроэнергию. Однако мы в Cisco уверены, что использование IP-сетей несет в себе феноменальный потенциал в плане эффективности и управления генерацией электричества. Система может применяться как для генерирующих, так и для распределяющих компаний», — говорит старший вице-президент Cisco Мартин де Биир.

В концепции разработчиков из России и Германии новая технология опиралась на уже существующие технологии и разработки компании — Cisco TelePresence, Cisco Unified Communications и новую платформу Cisco WebEx Connect. В команде разработчиков было трое участников — Анна Госсен из Университета Карлсруэ, Нильс Госсен из Университета прикладных наук Германии и российский инженер Сергей Бессоницын.

Разработчикам, предложившим данную идею, компания вручила приз в размере 250 тыс. долл., а также место в штате разработчиков Cisco в штаб-квартире компании.

По материалам <http://www.sotovik.ru/> и <http://www.cybersecurity.ru/>

Системный оператор завершил формирование единой вертикали диспетчерского управления ЕЭС России

1 ноября 2008 года с передачей функций оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России на территории Республики Башкортостан и Калининградской области филиалам ОАО «СО ЕЭС» успешно завершён процесс формирования единой трехуровневой структуры диспетчерского управления ЕЭС России.

В 00 ч. 00 мин. по местному времени 1 ноября 2008 года функции оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом на территории Республики Башкортостан, ранее выполнявшиеся ОАО «Башкирэнерго», приняты Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Башкирское региональное диспетчерское управление (Башкирское РДУ), функции оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом на территории Калининградской области приняты Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Балтийское региональное диспетчерское управление (Балтийское РДУ).

Формирование единой вертикали диспетчерского управления электроэнергетической системой России осуществлено в соответствии с Федеральным законом № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», согласно которому выполнение функций централизованного оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России возлагается исключительно на Системного оператора. Весь комплекс мероприятий реализован в указанные законом сроки.

Создание единой вертикали диспетчерского управления ЕЭС России началось в 2002 году с выделения из состава ОАО РАО «ЕЭС России» Системного оператора как самостоятельной компании. Формирование региональных филиалов новой компании осуществлялось на базе подразделений, входивших в состав АО-энерго.

В период с 2002 по 2008 год была сформирована централизованная иерархическая структура, состоящая из исполнительного аппарата в Москве, 7 филиалов — объединённых диспетчерских управлений (ОДУ) и 59 филиалов — региональных диспетчерских управлений (РДУ), осуществляющая оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике на территории 79 субъектов Российской Федерации.

С июля по октябрь 2008 года были реализованы проекты по передаче региональным диспетчерским управлениям Системного оператора функций оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом на территориях Республики Татарстан, Иркутской и Новосибирской областей.

Передача функций оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом на территориях Республики Башкортостан и Калининградской области филиалам Системного оператора стала завершающим этапом в формировании единой централизованной системы оперативно-диспетчерского управления Единой энергетической системой России. Она была проведена по заранее разработанной процедуре, в штатном режиме, без снижения надёжности управления энергосистемами регионов.

По словам председателя правления Системного оператора Бориса Аюева, «в результате проведенных мероприятий решена уникальная задача — создана единая система оперативно-диспетчерского управления. Технологическая вертикаль получила административный каркас и организационное единство».

Строительство новых генерирующих мощностей в регионе было обсуждено на совещании в ОДУ Урала

8 октября в Екатеринбурге у генерального директора филиала Системного оператора Единой энергетической системы Объединенного диспетчерского управления Урала (ОДУ Урала) Петра Ерохина прошло совещание с участием представителей руководства ЗАО «Комплексные энергетические системы».

Главной темой совещания стали перспективы ввода в эксплуатацию новых генерирующих мощностей на территории Уральского региона.

Во встрече приняли участие: со стороны Системного оператора — член правления ОАО «СО ЕЭС», генеральный директор ОДУ Урала Петр Ерохин, директор по управлению режимами — главный диспетчер ОДУ Урала Александр Филинков, директор по развитию технологий диспетчерского управления ОДУ Урала Олег Громов, директор Свердловского регионального диспетчерского управления Артем Бартенев; со стороны КЭС-холдинга — исполнительный вице-президент — руководитель дивизиона «Трейдинг» Эдуард Смелов, исполнительный вице-президент — руководитель дивизиона «Генерация Урала» Андрей Макаров, технический директор Александр Фаустов, другие руководители и специалисты, а также представители ОАО «Инженерный центр энергетики Урала» и ЗАО «Техсистем групп».

Собравшиеся рассмотрели перспективный баланс спроса и предложения мощности в зоне ответственности ОДУ Урала, обсудили потребности региона в новых энергообъектах.

Выступая на совещании, Петр Ерохин и Олег Громов отметили, что в последние несколько лет на Урале происходит интенсивное развитие промышленного производства, жилищного и гражданского строительства. Для обеспечения покрытия растущего спроса на электроэнергию, повышения надежности энергоснабжения и создания условий дальнейшего развития экономики и социальной сферы региона необходимо своевременно ввести в работу новые генерирующие мощности. Представители КЭС-холдинга рассказали о планах компании по вводу новых объектов на территории Пермской и Свердловской областей, а также в самом Екатеринбурге.

Особое внимание участники совещания уделили Свердловской области. Еще в декабре 2006 года было подписано соглашение между правительством Свердловской области и ОАО РАО «ЕЭС России», определившее планы строительства и реконструкции электроэнергетических объектов в регионе до 2012 года. Среди наиболее важных мероприятий, предусмотренных этим документом ввод Ново-Богословской ТЭЦ мощностью 1000 МВт, пылеугольного блока мощностью 600 МВт на Нижнетуринской ГРЭС, а также увеличение мощности Ново-Свердловской ТЭЦ на 110 МВт.

Системный оператор принял участие в противоаварийных учениях в Курской области

24 октября в Курской области в рамках подготовки к осенне-зимнему периоду 2008-2009 гг. состоялись противоаварийные учения, в которых приняли участие работники Филиала ОАО «СО ЕЭС» Курское региональное диспетчерское управление (Курское РДУ), Филиала ОАО «ТГК- 4» «Курская региональная генерация», Филиала ОАО «МРСК Центр» «Курскэнерго», ОАО «Курские электрические сети», МУП «Гортеплосети», ЦУКС Главного управления МЧС России по Курской области, ОАО «Курскгаз» и коммунальных служб Курска.

Цель мероприятия — проверка готовности персонала субъектов энергетики Курской области к выполнению своевременных и квалифицированных действий по предотвращению отключения электроэнергетики, сохранение надежности работы энергосистемы региона, отработка механизма взаимодействия энергетиков с подразделениями МЧС и коммунальными службами области при возникновении аварийной ситуации.

Участникам тренировки предстояло принять меры по предотвращению развития условной аварийной ситуации в энергосистеме Курской области и ликвидации ее последствий. По сценарию учений на Курской ТЭЦ-4 произошла утечка газа, что вызвало отключение электроснабжения ряда потребителей и ограничение теплоснабжения Центрального района Курска. По инициативе Курского РДУ было создано экстренное заседание Штаба по обеспечению безопасности электроснабжения потребителей Курской области, который принял на себя руководство мероприятиями по ликвидации аварии.

Персонал Курского РДУ в условиях дефицита времени оперативно произвел расчеты режимов энергосистемы, разработал и представил на рассмотрение Штаба комплекс мер, направленных на минимизацию последствий аварии и восстановление нормального функционирования энергосистемы области.

Выполняя решения Штаба, филиал Системного оператора отдал необходимые диспетчерские команды субъектам электроэнергетики. Аварийными и коммунальными службами Курска были проведены мероприятия по ликвидации утечки газа и переводу Курской ТЭЦ-4 на резервное топливо, а части потребителей — на другой источник теплоснабжения. Учения были организованы во исполнение решения правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федерального штаба) «О проведении совместных учений субъектов электроэнергетики, администраций городов, органов исполнительной власти субъектов РФ при ликвидации чрезвычайных ситуаций с угрозой нарушения электроснабжения в условиях низких температур».

По словам директора Курского РДУ Владислава Шурпы, участники тренировки справились со всеми поставленными задачами, продемонстрировали высокую степень готовности к предотвращению чрезвычайных ситуаций и четкое взаимодействие. «Проведение подобных тренировок — одна из эффективных мер по повышению надежности работы энергосистемы региона. Отработка навыков коллективных действий, выработка единых подходов и рекомендаций по их итогам позволит обеспечить безопасное функционирование объектов энергетики Курской области, существенно повысить надежность электроснабжения потребителей, что особенно важно в периоды повышенных электрических нагрузок», — отметил Владислав Шурпа.

НИИПТ завершил испытания новейшего электрооборудования для турбогенераторов атомных электростанций проекта «АЭС-2006»

В дочернем обществе ОАО «СО ЕЭС» Научно-исследовательском институте по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ) успешно завершены испытания микропроцессорного регулятора возбуждения третьего поколения АРВ-3М для турбогенератора первого энергоблока Ленинградской АЭС-2. Применение нового регулятора позволит обеспечить устойчивую и надежную работу турбогенератора во всех эксплуатационных режимах.

Мощные турбогенераторы электростанций проекта «АЭС-2006» будут оказывать значительное влияние на электрические режимы энергосистемы, уровни ее устойчивости. Поэтому в реализации проекта «АЭС-2006» приняли участие сотрудники отдела электроэнергетических систем ОАО «НИИПТ», специализирующиеся в области режимов и устойчивости больших электроэнергетических систем.

Для исследования электрических режимов и устойчивости специалистами института создана подробная компьютерная модель ЕЭС России, содержащая наиболее достоверные на сегодняшний день данные о вероятном составе генерирующих мощностей и структуре энергосистем Северо-Запада и Центра на этапе предстоящего ввода новых энергоблоков 1200 МВт Ленинградской АЭС-2 и Нововоронежской АЭС-2.

Использование модели, созданной в дочернем предприятии Системного оператора, позволило выполнить оценку уровней устойчивости указанных

энергосистем и разработать рекомендации по настройке автоматических регуляторов возбуждения, при помощи которых обеспечивается эффективная работа турбогенераторов новых АЭС. Также с помощью регуляторов возбуждения осуществляется стабилизация электрических режимов энергосистемы при возникновении технологических отклонений, что значительно повышает системную надежность.

Завершающим этапом исследований стали испытания, наладка и предварительная настройка натурального образца цифрового автоматического регулятора возбуждения на действующей в институте уникальной специализированной электродинамической модели энергосистемы в условиях, максимально приближенных к условиям будущей эксплуатации. Испытания показали, что при рекомендованных настройках разработанный микропроцессорный регулятор позволит обеспечить устойчивую и надежную работу турбогенератора во всех допустимых режимах.

Руководители филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала и Удмуртского РДУ выступили на конференции «Развитие региональной энергетики — 2008» в Ижевске

23–24 октября в Ижевске в здании Правительства Удмуртской Республики состоялась межрегиональная конференция, в которой приняли участие представители администраций регионов Российской Федерации, руководители предприятий энергетики, промышленности и жилищно-коммунального хозяйства, а также Федеральной службы по тарифам Российской Федерации, ОАО «СО ЕЭС», ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» и Института проблем ценообразования и регулирования естественных монополий Государственного университета — высшей школы экономики.



На конференции обсуждались задачи, стоящие перед региональными энергокомпаниями в период подготовки к прохождению осенне-зимнего максимума нагрузок, вопросы совершенствования тарифного регулирования, развития большой и малой энергетики и энергосберегающих технологий.

На пленарном заседании с докладом «О координации планов энергокомпаний для сбалансированного развития электроэнергетического комплекса в условиях ликвидации ОАО РАО «ЕЭС России». Роль Системного оператора» выступил директор по развитию технологий диспетчерского управления ОДУ Урала

Олег Громов. Он отметил, что для обеспечения надежного функционирования и сбалансированного развития энергосистемы чрезвычайно важно, чтобы энергетические объекты



вводились в эксплуатацию в запланированные сроки и обладали заданными техническими параметрами, в связи с чем необходим контроль за исполнением инвестиционных программ генерирующих и сетевых компаний. В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» функция координации инвестиционных процессов в отрасли возложена на Системного оператора.



Директор Удмуртского РДУ Валерий Коробов представил собравшимся доклад на тему «Удмуртская энергосистема в современных условиях функционирования электроэнергетической отрасли», в котором охарактеризовал особенности энергосистемы республики, ее проблемные точки и перспективы развития. Валерий Коробов подчеркнул, что в условиях интенсивного экономического развития республики, увеличения объемов промышленного производства и строительства, обуславливающих высокие темпы роста спроса на электроэнергию, задача бесперебойного электроснабжения потребителей



является приоритетной и ее решение требует тесного взаимодействия энергетиков и региональных органов власти. В рамках конференции была организована работа круглого стола «Развитие региональной энергетики: генерация, сети, сбыт», а также состоялся семинар «Современные решения для предприятий энергетики и ЖКХ».

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ СТО 17330282.27.010.001-2008

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам

Дата введения — 2008.06.20

(Данная публикация не является официальным документом)

Предисловие

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

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

(Продолжение, начало в № 5 за 2008 год)

2. Техника и технология

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

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.424	Индуктивная катушка	Элемент электрической цепи, предназначенный для использования его собственной индуктивности и/или его магнитного поля	Inductive coil
2.1.425	Индуктивность	Скалярная величина, равная отношению потокосцепления самоиндукции элемента электрической цепи к току в нем	Inductance
2.1.426	Индуктивность взаимная	Скалярная величина, равная отношению потокосцепления взаимной индукции одного элемента электрической цепи к электрическому току в другом элементе, обуславливающему это потокосцепление	Mutual inductance
2.1.427	Индуктивность взаимная динамическая	Скалярная величина, равная пределу, к которому стремится отношение приращения потокосцепления взаимной индукции в одной индуктивной катушке к приращению электрического тока в другой индуктивной катушке, когда последнее приращение стремится к нулю	Dynamic mutual inductance (inductivity)
2.1.428	Индуктивность взаимная дифференциальная	Величина, равная динамической взаимной индуктивности индуктивной катушки при бесконечно медленном изменении потокосцепления взаимной индукции или электрического тока в ней	Incremental mutual inductance
2.1.429	Индуктивность динамическая	Скалярная величина, равная пределу, к которому стремится отношение приращения потокосцепления самоиндукции в индуктивной катушке к приращению электрического тока в ней, когда последнее приращение стремится к нулю	Dynamic inductance (inductivity)
2.1.430	Индуктивность дифференциальная	Величина, равная динамической индуктивности индуктивной катушки при бесконечно медленном изменении потокосцепления самоиндукции или электрического тока в ней	Incremental inductance

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.431	Индуктивность собственная	Скалярная величина, равная отношению потокосцепления самоиндукции элемента электрической цепи к электрическому току в нем	Internal inductance
2.1.432	Индуктор синхронной машины	Статор или ротор синхронной машины, на котором размещены постоянные магниты или обмотка возбуждения	Field magnet of synchronous machine
2.1.433	Индукционное реле	Электромеханическое реле, работа которого основана на взаимодействии переменных магнитных полей неподвижных обмоток с токами, индуктированными этими полями в подвижном элементе	Induction relay
2.1.434	Индукция взаимная	Электромагнитная индукция, вызванная изменением сцепляющегося с контуром магнитного потока, обусловленного электрическими токами в других контурах	Mutual induction
2.1.435	Индукция магнитная	Векторная величина, характеризующая силовое действие магнитного поля на ток	Flux density, magnetic induction
2.1.436	Индукция остаточная	Магнитная индукция, сохраняющаяся в ферромагнитном веществе при изменении напряженности магнитного поля от некоторого значения до нуля	
2.1.437	Индукция электромагнитная	Явление возбуждения электродвижущей силы в контуре при изменении магнитного потока, сцепленного с ним	Residual induction
2.1.438	Индукция электростатическая	Появление электрических зарядов на отдельных частях проводящего тела под влиянием электростатического поля	Electromagnetic induction
2.1.439	Интегральная схема	Электронная схема, изготовленная в виде единого полупроводникового, обычно кремниевого, кристалла (чипа), в котором технологическими приемами реализованы активные и пассивные компоненты	Electrostatic spark
2.1.440	Интенсивность восстановления	Условная плотность вероятности восстановления работоспособного состояния объекта, определенная для рассматриваемого момента времени при условии, что до этого момента восстановление не было завершено	Integrated circuit (Instantaneous) restoration rate
2.1.441	Интенсивность восстановления путем технического обслуживания и/или ремонта	Предел отношения условной вероятности восстановления объекта путем технического обслуживания и (или) ремонта на интервале времени непосредственно после данного момента при условии, что до этого момента восстановление еще не произошло, к продолжительности этого интервала при его неограниченном уменьшении	Renewal rate (Instantaneous) restoration rate
2.1.442	Интенсивность восстановления путем управления режимом	Предел отношения условной вероятности восстановления объекта путем управления режимом на интервале времени непосредственно после данного момента при условии, что до этого момента восстановление еще не произошло, к продолжительности этого интервала при его неограниченном уменьшении	Renewal rate by regime control
2.1.443	Интенсивность отказов	Условная плотность вероятности возникновения отказа объекта, определенная при условии, что до рассматриваемого момента времени отказ не возник	Failure rate
2.1.444	Интервал между изменениями напряжения	Интервал времени от начала предыдущего изменения напряжения до начала следующего	Voltage changes spacing

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.445	Информационная система	Совокупность методов, процессов и программно-технических средств, объединенных в технологическую цепочку, обеспечивающую сбор, хранение, обработку, передачу и отображение информации	Information system
2.1.446	Информационная функция автоматизированной системы управления	Функция автоматизированной системы управления, включающая получение и обработку информации о состоянии технологического объекта управления или внешней среды и передача ее персоналу	Information function of automated system
2.1.447	Информационное обеспечение автоматизированной системы	Совокупность форм документов, классификаторов, нормативной базы и реализованных решений по объемам, размещению и формам существования информации, применяемой в автоматизированной системе при ее функционировании	Automated system information support
2.1.448	Информационно-измерительная система.	Совокупность функционально объединенных измерительных, вычислительных и других вспомогательных технических средств для получения измерительной информации, ее преобразования и обработки с целью представления потребителю (в том числе ввода в АСУ) в требуемом виде либо для автоматического осуществления логических функций — контроля, диагностики и идентификации	Information-measuring system
2.1.449	Искажение формы кривой переменного напряжения (тока)	Отличие формы кривой переменного напряжения (тока) в системе электроснабжения от требуемой	Distortion of a form of variable voltage (current) curve
2.1.450	Искатель повреждения на линии электропередачи	Устройство, используемое для определения места повреждения на линии электропередачи	Fault locator
2.1.451	Исполнительная часть электрического реле	Часть электрического реле, осуществляющая скачкообразные изменения состояния выходных электрических цепей	Executive part of relay
2.1.452	Испытание внешней увлажненной изоляции	Испытание изоляции, поверхность которой в воздухе увлажнена искусственным дождем	Dielectric wet test
2.1.453	Испытание изоляции в сухом состоянии	Испытание изоляции в воздухе при чистой и сухой поверхности	Dielectric dry test
2.1.454	Испытание изоляции с загрязнением	Испытание изоляции в воздухе при искусственном загрязнении и увлажнении ее поверхности в установленных условиях	Artificial pollution test
2.1.455	Испытание междувитковой изоляции	Испытание, при котором прикладывается или чаще индуцируется между соседними витками изолированной обмотки напряжение заданной амплитуды для проверки надежности междувитковой изоляции	Interturn test
2.1.456	Испытание на нагрев	Испытание, предназначенное для определения превышения температуры одной или нескольких частей электроустановки в заданных рабочих условиях	Temperature-rise test
2.1.457	Испытание на надежность	Испытания, проводимые для определения показателей надежности в заданных условиях	Reliability testing
2.1.458	Испытание на надежность лабораторное	Испытание, проводимое в лабораторных или заводских условиях	Laboratory reliability test
2.1.459	Испытание на надежность эксплуатационное	Испытание на надежность, проводимое в условиях эксплуатации объекта	Field reliability test
2.1.460	Испытание на надежность контрольное	Испытание, проводимое для контроля показателей надежности	Compliance reliability test
2.1.461	Испытание на электрическую прочность	Испытание изоляции повышенным напряжением для проверки ее электрической прочности	High-voltage test

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.462	Испытания электрические	Испытания на воздействие электрического напряжения, тока или поля	Electric tests
2.1.463	Испытания электромагнитные	Испытания на воздействие электромагнитных полей	Electromagnetic tests
2.1.464	Испытательное напряжение промышленной частоты	Действующее значение напряжения переменного тока 50 Гц, которое должна выдерживать в течение заданного времени внутренняя и (или) внешняя изоляция электрооборудования при определённых условиях испытания	Test voltage
2.1.465	Исток сигнального графа	Узел сигнального графа, от которого направлены все примыкающие к нему ветви сигнального графа	Source of (signal) graph
2.1.466	Источник гармоник напряжения	Аппарат, являющийся элементом электрической сети или присоединенной к ней электроустановки, который генерирует ЭДС с компонентами, являющимися гармоническими по отношению к основной частоте системы	Source of harmonic voltage
2.1.467	Источник гармоник тока	Аппарат, являющийся элементом электрической сети или присоединенной к ней электроустановки, который вызывает искажение кривой тока из-за нелинейности его сопротивления или проводимости	Source of harmonic current
2.1.468	Источник питания (напряжения) многофазный	Источник, дающий два или несколько переменных напряжений одной и той же частоты, которые отличаются друг от друга постоянным сдвигом фаз	Polyphase (voltage) source
2.1.469	Источник питания электроприемника или группы электроприемников независимый	Источник питания, на котором сохраняется напряжение в послеаварийном режиме, в регламентированных пределах при исчезновении его на другом или других источниках питания	Independent source
2.1.470	Источник тока химический	Устройство, в котором химическая энергия заложенных в нем активных веществ непосредственно преобразуется в электрическую энергию при протекании электрохимических реакций	Current chemical source
2.1.471	Источник электрического напряжения	Источник электрической энергии, характеризующийся электродвижущей силой и внутренним электрическим сопротивлением	Voltage source
2.1.472	Источник электрического напряжения зависимый	Источник электрического напряжения, электрическое напряжение на зажимах которого зависит от электрического тока или электрического напряжения в некотором участке цепи	Dependent voltage source
2.1.473	Источник электрического напряжения идеальный	Источник электрической энергии, электрическое напряжение на выводах которого не зависит от электрического тока в нем	Ideal voltage source
2.1.474	Источник электрического тока	Источник электрической энергии, характеризующийся электрическим током в нем и внутренней проводимостью	Source of (electric) current
2.1.475	Источник электрического тока зависимый	Источник электрического тока, в котором электрический ток зависит от электрического тока или электрического напряжения в некотором участке цепи	Dependent current source
2.1.476	Источник электрического тока идеальный	Источник электрической энергии, электрический ток которого не зависит от напряжения на его выводах	Ideal electric current source
2.1.477	Источник электрической энергии	Электротехническое устройство, преобразующее различные виды энергии в электрическую энергию	Power source
2.1.478	Источник электродвижущей силы	Источник электрической энергии, характеризующийся электродвижущей силой и внутренним сопротивлением	Source of electromotive force
2.1.479	Источники энергии в электроэнергетике	Природные энергоносители, энергия которых преобразуется в электроэнергию по определенному технологическому циклу на электростанциях	Source of energy in electric power industry

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.480	Источники оперативного тока	Устройства, основанные на использовании постоянного или переменного тока и предназначенные для электропитания систем измерения, сигнализации, защиты и управления на электростанциях и подстанциях	Sources of control power
2.1.481	Источники реактивной мощности	Электротехнические устройства, генерирующие реактивную мощность и изменяющие ее распределение в электрических сетях, тем самым влияющие на уровни напряжений в узлах сети, на потери активной мощности и электроэнергии	Reactive power sources
2.1.482	Исчезновение напряжения	Снижение напряжения в любой точке системы электроснабжения до нуля	Loss of voltage
2.1.483	Кабели изолированные	Совокупность элементов, состоящих из одной или нескольких изолированных жил, их индивидуальных экранов, поясной изоляции, экрана, оболочки, защитных покровов	Insulated cables
2.1.484	Кабель (провод) криопроводящий	Криогенный кабель с криопроводящими жилами	Cryo-conductive cable (wire)
2.1.485	Кабель (провод) с несущим тросом	Кабель (провод), несущим элементом конструкции которого является стальной трос	Cable (wire) with rope
2.1.486	Кабель (провод) самонесущий	Кабель (провод) с несущим элементом, предназначенным для увеличения его механической прочности, крепления и подвески	Self-carrying cable (wire)
2.1.487	Кабель (провод) сверхпроводящий	Криогенный кабель (провод) со сверхпроводящими жилами	Superconductive cable (wire)
2.1.488	Кабель (провод) экранированный	Кабель (провод), в котором все или часть основных жил (групп) экранированы или имеется общий экран	Screen cable (wire)
2.1.489	Кабель (провод, шнур) многожильный	Кабель (провод, шнур), в котором число жил более трех	Multiconductor cable
2.1.490	Кабель в трубопроводе	Кабель, предназначенный для эксплуатации в трубопроводе, заполненном жидкостью или газом	Pipe-type cable
2.1.491	Кабель в трубопроводе маслонаполненный	Маслонаполненный кабель с отдельно экранированными жилами, заключенными в трубопровод, служащий оболочкой	OF cable in pipeline
2.1.492	Кабель коаксиальный	Кабель, основные группы которого являются коаксиальными парами	Coaxial cable
2.1.493	Кабель контрольный	Кабель для цепей контроля и измерения на расстоянии электрических и физических параметров	Pilot cable
2.1.494	Кабель маслонаполненный	Кабель с избыточным давлением, создаваемым маслом, входящим в состав бумажной пропитанной изоляции, и предусмотренной компенсацией температурных изменений объема масла	OF (oil-filled) cable
2.1.495	Кабель с вязким пропиточным составом	Силовой кабель с бумажной изоляцией, пропитанной маслоканифольным или подобным ему по вязкости изоляционным составом	Cable with viscous impregnating compound
2.1.496	Кабель с жилами в отдельных оболочках	Силовой многожильный кабель, каждая изолированная жила которого имеет самостоятельную оболочку	Cable with lead in separate shells
2.1.497	Кабель с избыточным давлением	Силовой кабель, изоляция которого работает под давлением выше атмосферного, создаваемым маслом или газом, входящим в состав изоляции и (или) являющимся внешней по отношению к ней средой	Cable with positive pressure
2.1.498	Кабель с отдельно-экранированными жилами	Многожильный кабель, каждая жила которого поверх изоляции имеет экран	Cable with separately shielded leads

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.499	Кабель с поясной изоляцией	Силовой многожильный кабель с общей изоляцией вокруг всех изолированных, скрученных или параллельно уложенных жил	Cable with belt insulation
2.1.500	Кабель силовой	Кабель для передачи электрической энергии	Power cable
2.1.501	Кабель симметричный	Кабель, состоящий из одной или более симметричных пар, троек, четверок и т. п. групп	Symmetrical cable
2.1.502	Кабель управления	Кабель для цепей дистанционного управления, релейной защиты и автоматики	Control cable
2.1.503	Кабель электрический	Кабельное изделие, предназначенное для прокладки в земле и под водой и содержащее одну или более изолированных жил (проводников), заключенных в металлическую или неметаллическую оболочку, поверх которой в зависимости от условий прокладки и эксплуатации может иметься соответствующий защитный покров	Electric cable
2.1.504	Кабельная броня	Часть защитного покрова (или защитный покров) из металлических лент или одного или нескольких повивов металлических проволок, предназначенных для защиты от внешних механических и электрических воздействий и в некоторых случаях для восприятия растягивающих усилий (броня из проволок)	Cable armor
2.1.505	Кабельная обмотка	Покров из наложенных по винтовой спирали лент, нитей, проволок или пряжей	Cable winding
2.1.506	Кабельная оболочка	Непрерывная металлическая или неметаллическая трубка, расположенная поверх сердечника кабеля и предназначенная для защиты его от влаги и других внешних воздействий	Cable sheath
2.1.507	Кабельный ввод	Кожух, предназначенный для защиты концевых муфт кабеля	Cable entry
2.1.508	Кабельный канал подстанции	Сооружение на подстанции, предназначенное для прокладки силовых кабелей вспомогательных нужд и контрольных кабелей	Cable trough (duct, conduit) (in a substation)
2.1.509	Карта напряжений	Совокупность значений напряжения в основных узлах электрической сети при определенном режиме работы	Voltage map
2.1.510	Каскадное действие релейной защиты	Возможность срабатывания устройства релейной защиты при коротком замыкании только после срабатывания другого устройства, действующего на отключение одного из путей подпитки этого короткого замыкания	Cascade action of relay protection
2.1.511	Катодная защита	Защита металлических конструкций в земле от воздействия блуждающих токов	Cathodic protection
2.1.512	Катушка	Совокупность витков, обычно коаксиальных, соединенных последовательно	Coil
2.1.513	Катушка магнитного дутья аппарата	Катушка коммутационного электрического аппарата, создающая магнитное поле для перемещения дуги в дугогасительной камере	Magnetic blow-out coil
2.1.514	Катушка обмотки электротехнического изделия (устройства)	Обмотка электрического изделия (устройства) или ее часть в виде отдельной конструктивной детали	Winding device coil
2.1.515	Качания синхронных машин	Режим работы синхронных машин, при котором происходят колебания взаимных углов генераторов без перехода в асинхронный режим	Hunting of interconnected synchronous machines
2.1.516	Качания частоты вращения электрической машины переменного тока	Периодические отклонения мгновенного значения частоты вращения вала электрической машины переменного тока от среднего установившегося значения при неизменных напряжении и частоте сети и постоянном моменте нагрузки	Rotational frequency oscillations of ac electric machine

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.517	Качество электрической энергии	Степень соответствия параметров электрической энергии их установленным значениям	Quality of supply
2.1.518	Класс напряжения электрооборудования	Номинальное напряжение электроустановки, для работы в которой предназначено данное электрооборудование	Electrical equipment voltage class
2.1.519	Класс точности трансформатора тока (напряжения)	Обобщенная характеристика трансформатора тока (напряжения), определяемая установленными пределами допустимых погрешностей при заданных условиях работы. <i>Примечание.</i> Класс точности обозначается числом, которое равно пределу допустимой токовой погрешности (погрешности напряжения) в процентах при номинальном первичном токе (напряжении)	Current (voltage) transformer accuracy class index
2.1.520	Класс точности электрического реле	Число, характеризующее величину относительной погрешности функционирования электрического реле	Relay accuracy class index
2.1.521	Код IP	Система кодификации, применяемая для обозначения степеней защиты, обеспечиваемых оболочкой, от доступа к опасным частям, попадания внешних твердых предметов, воды, а также для предоставления дополнительной информации, связанной с такой защитой	Code IP
2.1.522	Кожух трансформатора	Оболочка трансформатора, защищающая его активную часть от попадания посторонних предметов, но позволяющая свободный доступ к ней охлаждающего воздуха	Transformer casing
2.1.523	Колебания напряжения (частоты)	Серия единичных изменений напряжения (частоты) во времени	Voltage fluctuation
2.1.524	Колебательная составляющая свободного электрического тока	Составляющая свободного электрического тока, совершающая колебания, изменяющиеся во времени <i>Примечание.</i> Аналогично определяют колебательные составляющие переходящих электрического напряжения, магнитного потока, электрического заряда и т.д.	Oscillating term of transient current
2.1.525	Колебательный контур	Электрическая цепь, в которой может возникать колебательная составляющая свободного электрического тока	Oscillatory circuit
2.1.526	Коллектор вращающейся электрической машины	Комплект изолированных друг от друга токопроводящих пластин с расположенными на них щетками, обеспечивающий протекание тока во вращающейся электрической машине из одной части цепи в другую при помощи скользящего контакта	Commutator of rotating electric machine
2.1.527	Колонка изоляторов	Устройство, состоящее из нескольких последовательно установленных и жестко соединенных между собой опорных изоляторов	Insulator stack
2.1.528	Колпак изолятора	Арматура изолятора, имеющая глухие отверстия с резьбой, предназначенная для крепления токоведущего элемента, крепления к арматуре другого изолятора или объекту	Insulator cap
2.1.529	Кольцо с несколькими источниками питания	Группа линий электрической сети, образующих замкнутое кольцо, с питанием от нескольких источников	Mesh (of a system)
2.1.530	Кольцо с одним источником питания	Группа линий электрической сети, образующих замкнутое кольцо с питанием от одного источника	Ring feeder loop

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.531	Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии	Режим работы тепловой электростанции, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии	Combined heat and power
2.1.532	Коммутационная операция	Дискретный переход контактного аппарата из одного коммутационного положения в другое или бесконтактного аппарата из одного коммутационного состояния в другое <i>Примечания:</i> 1. Различают коммутационные операции: включения (В) и отключения (О). 2. Под коммутационной операцией понимают также включение и следующее за ним автоматическое отключение (ВО)	Switching operation
2.1.533	Коммутационный цикл выключателя	Последовательность коммутационных операций, выполняемых с нормированными интервалами времени	Switching cycle
2.1.534	Коммутация электрической цепи	Процесс переключений электрических соединений элементов электрической цепи	Switching
2.1.535	Компенсатор синхронный	Синхронная машина, работающая без механической нагрузки, предназначенная для выдачи или потребления реактивной мощности	Synchronous compensator
2.1.536	Компенсатор фазовый	Машина, которая выдает реактивную мощность на вторичную обмотку асинхронного двигателя с фазным ротором для улучшения его коэффициента мощности	Phase advancer
2.1.537	Компенсация поперечная	Изменение реактивной мощности в узлах электрической сети посредством параллельного включения источников реактивной мощности	Shunt compensation
2.1.538	Компенсация продольная	Уменьшение индуктивного сопротивления линии путем последовательного включения конденсаторов	Series compensation
2.1.539	Компенсация реактивной мощности	Мероприятия по оптимизации режимов электрической сети по реактивной мощности	Reactive power compensation
2.1.540	Комплекс противоаварийной автоматики	Совокупность устройств противоаварийной автоматики, объединенных функциональной целостностью или районом управления	Complex of emergency automation
2.1.541	Комплексная амплитуда (синусоидального электрического) тока	Комплексная величина, модуль и аргумент которой равны соответственно амплитуде и начальной фазе данного синусоидального электрического тока <i>Примечание.</i> Аналогично определяют комплексные амплитуды синусоидальных электрического напряжения, магнитного потока, электрического заряда и т.д.	Complex amplitude of (sinusoidal) current
2.1.542	Комплексное действующее значение (синусоидального электрического) тока	Комплексная величина, модуль которой равен действующему значению синусоидального электрического тока и аргумент которой равен начальной фазе этого электрического тока <i>Примечание.</i> Аналогично определяют комплексные действующие значения синусоидальных электрического напряжения, магнитного потока, электрического заряда и т.д.	Complex active value of (sinusoidal) current
2.1.543	Комплексное мгновенное значение (синусоидального электрического) тока	Комплексная величина, зависящая от времени, модуль и аргумент которой равны соответственно амплитуде и аргументу данного синусоидального электрического тока <i>Примечание.</i> Аналогично определяют комплексные мгновенные значения синусоидальных электрического напряжения, магнитного потока, электрического заряда и т.д.	Complex instantaneous value of (sinusoidal) current

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.544	Конденсатор самовосстанавливающийся	Конденсатор, электрические свойства которого восстанавливаются после местного пробоя диэлектрика	Self-restoring capacitor
2.1.545	Конденсатор электрический	Элемент электрической цепи, предназначенный для использования его электрической емкости	Capacitor
2.1.546	Кондуктивная электромагнитная помеха в системе энергоснабжения	Электромагнитная помеха, распространяющаяся по элементам электрической сети	Conductive electromagnetic interference
2.1.547	Конечное контактное нажатие	Контактное нажатие в момент окончания замыкания контакт-деталей	Final contact pressure
2.1.548	Контакт коммутационного аппарата (контакт)	Соприкосновение составных частей аппарата, обеспечивающих прохождение между ними электрического тока	Contact of switching device
2.1.549	Контакт магнитоуправляемый	Элемент электрической цепи, изменяющий ее состояние посредством механического замыкания или размыкания при воздействии управляющего магнитного поля на контакт-детали этого элемента, совмещающие функции участков электрических и магнитных цепей	Magnetically operated contact
2.1.550	Контакт магнитоуправляемый герметизированный	Магнитоуправляемый контакт, контакт-детали которого герметически изолированы от окружающей среды	Magnetically operated sealed contact
2.1.551	Контакт электрический	Поверхность соприкосновения составных частей электрической цепи, обладающая электропроводностью, или приспособление, обеспечивающее такое соприкосновение (соединение)	Electrical contact
2.1.552	Контакт электрического реле	Совокупность контактных элементов с их изоляцией, которые в результате их относительного движения обеспечивают замыкание или размыкание цепи контакта электрического реле	Contact assembly
2.1.553	Контакт электрической цепи (контакт)	Часть электрической цепи, предназначенная для коммутации и проведения электрического тока	Circuit contact
2.1.554	Контакт электрической цепи замыкающий	Контакт электрической цепи, разомкнутый в начальном положении устройства и замыкающийся при переходе устройства в конечное положение	Circuit-closing contact
2.1.555	Контакт электрической цепи мостиковый	Контакт электрической цепи, образующийся при соединении одной подвижной токопроводящей части с двумя неподвижными	Circuit-bridge contact
2.1.556	Контакт электрической цепи переключающий	Контакт электрической цепи, который размыкает одну электрическую цепь и замыкает другую при заданном действии устройства	Circuit-switching contact
2.1.557	Контакт электрической цепи размыкающий	Контакт электрической цепи, замкнутый в начальном положении устройства и размыкающийся при переходе устройства в конечное положение	Circuit-opening contact
2.1.558	Контактное кольцо вращающейся электрической машины	Токопроводящее кольцо с расположенными на нем щетками, обеспечивающее протекание тока во вращающейся электрической машине из одной части цепи в другую при помощи скользящего контакта	Contact ring of rotating electric machine
2.1.559	Контактное нажатие	Сила, действующая между двумя замкнутыми контакт-деталями, нормальная к поверхности их соприкосновения	Contact pressure
2.1.560	Контактное соединение	Контакт электрической цепи, предназначенный только для проведения электрического тока и не предназначенный для коммутации электрической цепи при заданном действии устройства	Contact combination

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.561	Контактное соединение неразборное	Контактное соединение, которое не может быть разъединено без его разрушения	Nonseparable circuit contact
2.1.562	Контактор	Контактный аппарат, предназначенный для коммутаций токов, в сетях напряжения до 1000 вольт	Contacteur
2.1.563	Контроллер	Многопозиционный аппарат, предназначенный для управления электрическими машинами и трансформаторами путем коммутации резисторов, обмоток машин и (или) трансформаторов	Controller
2.1.564	Контроль исправности цепей трансформатора напряжения	Контроль, предназначенный для выявления повреждения во вторичных цепях трансформаторов напряжения	Control of good circuits of voltage transformer
2.1.565	Контроль качества электрической энергии (контроль качества)	Проверка соответствия показателей качества электрической энергии установленным нормам качества	Electricity quality control
2.1.566	Контроль надежности	Проверка соответствия объекта назначенному уровню надежности	Reliability verification
2.1.567	Контур графа электрической цепи	Замкнутый путь, образованный узлами и ветвями графа электрической цепи, в котором один из узлов является одновременно начальным и конечным узлом пути графа электрической цепи	Graph circuit
2.1.568	Контур сигнального графа	Замкнутый путь сигнального графа	Signal graph circuit
2.1.569	Контур электрической цепи	Последовательность ветвей электрической цепи, образующая замкнутый путь, в которой один из узлов одновременно является началом и концом пути, а остальные встречаются только один раз	Circuit
2.1.570	Конфигурация электрической сети	Способ и форма расположения элементов электрической сети	System configuration
2.1.571	Координация сроков ремонтов	Осуществляемая Системным оператором или иными субъектами оперативно-диспетчерского управления проверка допустимости выполнения ремонтов согласно заявленным планам-графикам ремонтов по условиям надежности режима энергосистемы и, при необходимости, их корректировка на основе предложения и согласования с заявителем иных сроков проведения ремонтов с последующим их утверждением	Coordination of repairing periods
2.1.572	Короткое замыкание близкое	Короткое замыкание в электроустановке, при котором амплитуда периодической составляющей тока короткого замыкания в начальный и в произвольный моменты времени существенно отличается	Close short circuit
2.1.573	Короткое замыкание в электроустановке (короткое замыкание)	Непредусмотренное нормальным режимом работы замыкание между фазами, а в системах с заземленными нейтральными (или четырех проводными) — одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод)	Short circuit in electrical installation
2.1.574	Короткое замыкание двухфазное	Короткое замыкание между двумя фазами в трехфазной электроэнергетической системе	Two-phase short circuit
2.1.575	Короткое замыкание металлическое	Повреждение изоляции, сопротивление которой в месте замыкания принимается равным нулю	Resistive fault
2.1.576	Короткое замыкание на землю в электроустановке	Короткое замыкание в электроустановке, обусловленное соединением с землей какого-либо токоведущего элемента электроустановки	Short circuit (earth) fault
2.1.577	Короткое замыкание на землю в электроустановке двойное	Совокупность двух однофазных коротких замыканий на землю в различных, но электрически связанных частях электроустановки	Two-phase ground short circuit in electric installation

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.578	Короткое замыкание на землю двухфазное	Короткое замыкание на землю в трехфазной электроэнергетической системе с глухо или эффективно заземленными нейтралями силовых элементов, при котором с землей соединяются две фазы	Two-phase ground short circuit
2.1.579	Короткое замыкание на землю однофазное	Короткое замыкание на землю в трехфазной электроэнергетической системе с глухо или эффективно заземленными нейтралями токоведущих элементов, при котором с землей соединяется только одна фаза	Single-phase ground short circuit
2.1.580	Короткое замыкание несимметричное	Короткое замыкание в электроустановке, при котором одна из ее фаз находится в условиях, отличных от условий других фаз	Asymmetrical short circuit
2.1.581	Короткое замыкание неудаленное	Близкое короткое замыкание на присоединенной к выключателю воздушной электрической линии, находящееся от него на расстоянии от нескольких сотен метров до нескольких километров, при котором условия отключения тока короткого замыкания существенно утяжеляются	Not remote short circuit
2.1.582	Короткое замыкание неустойчивое	Короткое замыкание в электроустановке, самоликвидирующееся во время бестоковой паузы коммутационного электрического аппарата	Unstable short circuit
2.1.583	Короткое замыкание повторное	Короткое замыкание в электроустановке при автоматическом повторном включении коммутационного электрического аппарата поврежденной цепи	Repeated short circuit
2.1.584	Короткое замыкание симметричное	Короткое замыкание в электроустановке, при котором все ее фазы находятся в одинаковых условиях	Symmetrical short circuit
2.1.585	Короткое замыкание трехфазное	Замыкание в одном месте электрической сети между всеми тремя фазными проводниками цепи	Symmetrical fault
2.1.586	Короткое замыкание удаленное	Короткое замыкание в электроустановке, при котором амплитуда периодической составляющей тока короткого замыкания в начальный и в произвольный моменты времени практически одинаковы	Remote short circuit
2.1.587	Короткое замыкание устойчивое	Короткое замыкание в электроустановке, условия возникновения которого сохраняются во время бестоковой паузы коммутационного электрического аппарата	Steady-state short circuit
2.1.588	Короткозамыкатель	Коммутационный электрический аппарат, предназначенный для создания искусственного короткого замыкания в электрической сети	Short-circuiting switch
2.1.589	Коэффициент амплитудной модуляции напряжения	Коэффициент, характеризующий колебания напряжения и равный отношению полуразности наибольшей и наименьшей амплитуд модулированного напряжения, взятых за определенный интервал времени, к номинальному или базовому значению напряжения	Coefficient of amplitude modulation of voltage
2.1.590	Коэффициент амплитуды кривой переменного напряжения (тока) (коэффициент амплитуды)	Величина, равная отношению максимального по модулю за период значения напряжения (тока) к действующему значению периодического напряжения (тока)	Peak factor
2.1.591	Коэффициент возврата электрического реле	Отношение параметров возврата к параметрам срабатывания электрического реле	Returning ratio of electromagnetic relay
2.1.592	Коэффициент гармонической составляющей напряжения (тока)	Величина, равная отношению действующего значения n-й гармонической составляющей напряжения (тока) к действующему значению основной составляющей кривой переменного напряжения (тока)	Coefficient of harmonic component of voltage (current)

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.593	Коэффициент готовности	Вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых применение объекта по назначению не предусматривается	(Instantaneous) availability function
2.1.594	Коэффициент замыкания на землю	Отношение фазного напряжения в месте замыкания на землю к напряжению в той же точке при отсутствии замыкания	Earth fault factor
2.1.595	Коэффициент запаса диэлектрической прочности диэлектрика	Величина, равная отношению пробивного напряжения диэлектрика к номинальному значению электрического напряжения	Stock factor
2.1.596	Коэффициент заполнения графика нагрузки энергоустановки потребителя (коэффициент заполнения)	Отношение среднеарифметического значения нагрузки энергоустановки потребителя к максимальному за установленный интервал времени	Duty factor of load curve for power plant of consumer
2.1.597	Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения (тока) (Коэффициент искажения)	Величина, равная отношению действующего значения суммы гармонических составляющих к действующему значению основной составляющей переменного напряжения (тока)	Distortion factor (of a non-sinusoidal alternating voltage or current)
2.1.598	Коэффициент использования установленной мощности электроустановки	Отношение среднеарифметической мощности к установленной мощности электроустановки за установленный интервал времени	Use factor of a power
2.1.599	Коэффициент модуляции частоты переменного тока	Величина, равная отношению полуразности наибольшего и наименьшего значений частоты за определенный интервал времени к ее номинальному или базовому значению	Coefficient of AC frequency modulation
2.1.600	Коэффициент мощности	Отношение активной мощности к полной	Power factor
2.1.601	Коэффициент небаланса напряжения (токов)	Величина, равная отношению небаланса напряжений (токов) к номинальному значению напряжения (тока)	Coefficient of voltage (current) disbalance
2.1.602	Коэффициент неравномерности графика нагрузки энергоустановки потребителя (коэффициент неравномерности)	Отношение минимального значения ординаты графика нагрузки потребителя к максимальному за установленный интервал времени	Variation factor of load curve for consumer's power plant
2.1.603	Коэффициент нулевой последовательности напряжения (тока)	Величина, равная отношению напряжения (тока) нулевой последовательности к фазному напряжению (току) прямой последовательности в многофазной системе электроснабжения	Zero sequence
2.1.604	Коэффициент обеспеченности электроэнергией	Отношение математического ожидания количества электроэнергии, отпущенной потребителям за заданный период времени, к требуемому ее количеству за этот же период времени.	Energy provision factor
2.1.605	Коэффициент обратной последовательности напряжения (тока)	Величина, равная отношению напряжения (тока) обратной последовательности к напряжению (току) прямой последовательности в многофазной системе электроснабжения	Negative sequence coefficient for voltage (current)
2.1.606	Коэффициент одновременности (максимумов нагрузки)	Отношение совмещенного максимума нагрузки энергоустановок потребителей к сумме максимумов нагрузки этих же установок за тот же интервал времени	Coincidence factor
2.1.607	Коэффициент оперативной готовности	Вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых применение объекта по назначению не предусматривается и, начиная с этого момента, будет работать безотказно в течение заданного интервала времени	Operational availability function
2.1.608	Коэффициент продолжительности потерь электроэнергии (мощности)	Отношение продолжительности потерь электроэнергии (мощности) ко всему интервалу времени	(Energy) loss factor

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.609	Коэффициент пульсации напряжения (тока) (коэффициент пульсации)	Величина, равная отношению наибольшего значения переменной составляющей пульсирующего напряжения (тока) к его постоянной составляющей	Coefficient of voltage (current) ripple
2.1.610	Коэффициент пульсации напряжения (тока) по действующему значению	Величина, равная отношению действующего значения переменной составляющей пульсирующего напряжения (тока) к его постоянной составляющей	Pulsation factor (of a pulsating voltage or current)
2.1.611	Коэффициент пульсации напряжения (тока) по среднему значению	Величина, равная отношению среднего значения переменной составляющей пульсирующего напряжения (тока) к его постоянной составляющей	R. m. s.-ripple factor
2.1.612	Коэффициент распределения тока короткого замыкания	Отношение тока прямой, обратной или нулевой последовательности рассматриваемой цепи электроустановки к току соответствующей последовательности в месте короткого замыкания	Percentage distribution of short-circuit current
2.1.613	Коэффициент сменности по энергопотреблению (коэффициент сменности)	Отношение годового количества электроэнергии, потребляемой предприятием, к условному годовому потреблению <i>Примечание.</i> Под условным годовым потреблением понимают потребление при работе всех смен в режиме наиболее загруженной смены	Shift index for power consumption
2.1.614	Коэффициент спроса	Отношение совмещенного максимума нагрузки приемников энергии к их суммарной установленной мощности	Demand factor
2.1.615	Коэффициент статизма регулирования энергоагрегата	Отношение изменения числа оборотов энергоагрегата к вызвавшему его изменению нагрузки для выражения обеих величин в долях от их номинальных значений	Coefficient of constant error behavior during controlling the generating unit
2.1.616	Коэффициент технического использования	Отношение математического ожидания времени пребывания объекта в рабочем состоянии за некоторый период эксплуатации к продолжительности этого периода	Steady state availability factor
2.1.617	Коэффициент трансформации трансформатора	Отношение напряжения на зажимах двух обмоток трансформатора в режиме холостого хода	Transformation coefficient of transformer
2.1.618	Коэффициент трансформации трансформатора напряжения	Отношение напряжения на зажимах первичной и вторичной обмоток при холостом ходе	Voltage ratio factor
2.1.619	Коэффициент трансформации трансформатора тока	Отношение первичного тока ко вторичному току	Voltage transformer ratio factor Current transformer ratio factor
2.1.620	Коэффициент формы кривой переменного напряжения (тока)	Величина, равная отношению действующего значения периодического напряжения (тока) к его среднему значению	1. Form factor 2. Current transformer ratio factor
2.1.621	Коэффициент частотной коррекции области регулирования	Заданный для области регулирования коэффициент линейной зависимости мобилизуемой первичной активной мощности от отклонения частоты	Coefficient of frequency correction of control area
2.1.622	Кратковременная (импульсная) разгрузка турбин	Быстрое уменьшение мощности турбины за счет прикрытия ее регулирующих клапанов длительностью до нескольких секунд	Short-time (pulsed) turbine off-loading
2.1.623	Кратковременное снижение напряжения	Внезапное уменьшение напряжения в электрической сети с последующим восстановлением за время от нескольких периодов промышленной частоты до нескольких секунд	Voltage dip
2.1.624	Кратность фазного перенапряжения	Отношение напряжения между фазой и землей к рабочему напряжению	Phase-to-earth overvoltage per unit
2.1.625	Криогенный кабель (провод)	Кабель (провод), предназначенный для работы в средах, имеющих криогенную температуру	Cryogenic cable (wire)
2.1.626	Криопроводник	Проводник, удельное электрическое сопротивление которого при криогенных температурах в 100 и более раз ниже, чем при нормальной температуре	Cryogenic conductor

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.627	Критерии и требования надежности, детерминистические	Критерии и требования надежности, при применении которых не используются вероятностные характеристики событий и процессов, происходящих в объекте	Deterministic criteria and requirements of reliability
2.1.628	Критерий надежности	Условия, в соответствии с которыми принимаются решения относительно надежности объекта	Reliability criterion
2.1.629	Критерий оптимизации надежности	Условия достижения максимальной эффективности объекта по критерию надежности	Reliability optimization criterion
2.1.630	Крутизна статической частотной характеристики	Мера мобилизации первичной регулирующей мощности в энергосистеме при отклонении частоты, позволяющая определить величину и знак первичной регулирующей мощности, возникающей в энергосистеме или энергообъединении при определенном отклонении частоты	Slope of static frequency characteristic
2.1.631	Кулон-вольтная характеристика	Зависимость заряда конденсатора от приложенного к нему электрического напряжения	Charge-voltage characteristic
2.1.632	Лавина напряжения в энергосистеме	Явление прогрессирующего снижения напряжения вследствие нарушения статической устойчивости энергосистемы и нарастающего дефицита реактивной мощности	Collapse of voltage
2.1.633	Лавина частоты в энергосистеме	Явление нарастающего снижения частоты в энергосистеме, вызванного увеличением дефицита активной мощности	Collapse of frequency
2.1.634	Лампа вакуумная	Лампа накаливания со светящим телом, находящаяся в колбе, из которой выкачан воздух	Vacuum lamp

НОВОСТИ

Специалисты ОАО «СО ЕЭС» обменялись опытом с мексиканскими коллегами

ОАО «СО ЕЭС» посетила делегация мексиканских энергетиков во главе с г-ном Еритом Эрнандесом Арреортой (Erith Hernandez Arreortua), главным диспетчером мексиканской государственной электроэнергетической компании Comision Federal de Electricidad (CFE). В ходе визита г-н Эрнандес принял участие в семинаре-совещании Системного оператора, темой которого стали разработка и внедрение программных приложений для системы мониторинга переходных режимов и автоматизированной системы диспетчерского управления SCADA/EMS/DMS.

Наряду с представителями руководства ОАО «СО ЕЭС» в семинаре-совещании приняли участие специалисты дочернего общества Системного оператора ОАО «НИИПТ», а также руководители российских IT-компаний ООО «АльтероПауэр» и ЗАО «Монитор Электрик».

Выступая на семинаре, г-н Эрнандес рассказал об инновационных программных технологиях, используемых в CFE, — прежде всего о системе управления энергетикой (EMS) Agoга и применяемых в ней средствах анализа режимов с высокой степенью достоверности. Наибольший интерес у участников семинара вызвал проект SIREDI — набор программных инструментов, позволяющих отслеживать состояние сети в режиме реального времени и вырабатывать алгоритм восстановления работы вышедшей из строя энергосистемы. По словам г-на Эрнандеса, используя SIREDI, компания CFE отводит ему роль «советчика диспетчера», подсказывающего последовательность управляющих действий для быстрого и безопасного восстановления работоспособности энергосистемы.

Г-н Эрнандес познакомился с российским опытом организации мониторинга переходных режимов и запаса устойчивости, а также принципами построения систем противоаварийной автоматики, применяемых в ОАО «СО ЕЭС». Особый интерес главного диспетчера CFE вызвали достижения Системного оператора в разработке расчетных методик, применяемых для создания и верификации математических моделей энергосистем, создании централизованной системы противоаварийной автоматики и высокий уровень подготовки диспетчерского персонала.

**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
СТО 17330282.29.240.004-2008
ПРАВИЛА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ РАЗВИТИЯ И ЛИКВИДАЦИИ НАРУШЕНИЙ
НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ**

Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам

Дата введения 2008–06–30

(Данная публикация не является официальным документом)
(продолжение, начало в №5 за 2008 г.)

Предисловие

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

7. Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима на энергообъектах

7.1 Ликвидация аварийных последствий при технологических нарушениях на линиях электропередачи

7.1.1 Повреждения линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше приводят к снижению пропускной способности электрической сети, надежности энергосистемы, возникновению угрозы развития аварии, поэтому они должны ликвидироваться в кратчайший срок с последующим вводом линии электропередачи в работу.

7.1.2 Протяженные линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше при включении под напряжение выдают в сеть большую зарядную реактивную мощность, что может привести к повышению напряжения сверх допустимого для оборудования, вследствие которого возможно его повреждение, а также срабатыванию устройств автоматики ограничения повышения напряжения (АОПН). При включении таких линий электропередачи необходимо контролировать:

- уровни напряжения в сети;
- наличие подключенных к линии шунтирующих реакторов;
- схему прилегающей сети.

7.1.3 При автоматическом отключении линии электропередачи линейными защитами независимо от работы устройств автоматического повторного включения (АПВ) отключившуюся линию необходимо опробовать напряжением, если к моменту опробования не выявлено повреждения линий или ее оборудования в пределах распределительных устройств, к которым она подключена.

7.1.4 После создания режима, допустимого для отключенного состояния линии электропередачи (для ремонтной схемы сети при отключении линии), должен быть определен порядок ее включения под напряжение с учетом допустимых режимных параметров (перетоков мощности в контролируемых сечениях, по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию, уровней напряжения, нагрузок электростанций), состояния схемы присоединений линии на объектах и прилегающей сети (наличие в ремонте выключателей, систем шин, количество подключаемых шунтирующих реакторов, состояние устройств ПА).

7.1.5 Порядок включения линии электропередачи под напряжение должен определяться исходя из схемы распределительного устройства с учетом возможности отключения смежного оборудования в результате отказов коммутационных аппаратов при включении линии электропередачи.

7.1.6 Включение автоматически отключившейся линии под напряжение, как правило, производится со стороны подстанции с нормальной схемой распределительного устройства. В регламентированных случаях (например, при выводе в ремонт шунтирующих реакторов) допускается включение под напряжение отказавшей линии со стороны электростанции.

7.1.7 На основе анализа действия защит, показаний фиксирующих измерительных устройств, регистраторов аварийных событий должно быть определено расчетное место повреждения и участок отказавшей линии, подлежащий осмотру. Осмотр расчетного места повреждения отказавшей линии должен быть произведен и в случае успешного ее включения под нагрузку (в том числе устройствами

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

АПВ). При обнаружении повреждения принимается решение о выводе линии в ремонт.

Если по результатам обхода не выявлены причины и место повреждения, допускается повторное ручное опробование отказавшей линии напряжением.

7.1.8 Если отключение линии электропередачи привело к превышению перетоками активной мощности по контролируемым сечениям максимально допустимых значений или по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию длительно допустимых значений, к необходимости ввода ограничения режима электропотребления или к нарушению электроснабжения энергопринимающих установок потребителей, допускается неоднократное опробование линии электропередачи.

После однократного опробования, перед последующим, должны быть уточнены и проанализированы возможное место повреждения и вид КЗ по данным регистраторов аварийных событий и фиксирующих приборов.

В случае принятия решения о дальнейшем опробовании после двух неуспешных опробований диспетчер, в диспетчерском управлении которого находится линия электропередачи, предварительно уведомляет о принятом решении ЦУС сетевой организации, эксплуатирующей данную линию электропередачи.

7.1.9 Если отключение линии электропередачи не привело к нарушениям режима, указанным в п. 7.1.8, то решение о повторном опробовании после неуспешного первого опробования может быть принято на основе дополнительной достоверной информации о наличии опасных природных и техногенных явлений в районе прохождения линии электропередачи (сильный ветер, мокрый снег, гололед, грозы, пожары).

7.1.10 Для линий электропередачи, находящихся в районах, подверженных интенсивному гололедообразованию, налипанию мокрого снега на провода и грозозащитные тросы, должны быть разработаны схемы и режимы плавки гололеда.

При получении сообщения от гидрометеорологических служб и контрольных точек по наблюдению за гололедом (метеопостов) о возможности образования гололеда, налипания мокрого снега необходимо:

- реализовать режимные мероприятия для повышения надежности схемы электрической сети;
- обеспечить готовность схемы и устройств плавки гололеда на проводах, грозозащитных тросах;
- установить контроль интенсивности гололедообразования, в том числе по информации датчиков гололедообразования.

При достижении толщиной (диаметром, весом) гололеда величины, установленной для данного класса линий, должна быть произведена плавка гололеда.

7.1.11 В случае многократных отключений линии электропередачи при гололедообразовании ее включение под нагрузку производится через один выключатель независимо от количества выключателей в схеме включения линии электропередачи. Включе-

ние линии электропередачи по нормальной схеме осуществляется после устранения факторов, являвшихся причиной многократных отключений.

7.1.12 При отключении кабельно-воздушной линии электропередачи производится анализ защит, которыми была отключена линия. В случае, если работали только стандартные защиты линии и не работала дополнительная защита кабельного участка и предполагаемая зона короткого замыкания (расчетная или по показаниям фиксирующих приборов) не включает в себя кабельный участок, дальнейшие действия с линией определяются в соответствии с требованиями данного стандарта к воздушным линиям электропередачи.

В случае, если предполагаемая зона короткого замыкания (расчетная или по показаниям фиксирующих приборов) включает в себя в том числе кабельный участок или работала дополнительная защита кабельного участка с запретом АПВ, производится осмотр кабельного участка, соединительных муфт, оборудования КРУЭ и примыкающего к кабельному воздушного участка. При обнаружении повреждения на воздушном участке и отсутствии видимых повреждений на кабельном участке, оборудовании КРУЭ и соединительных муфтах решение о возможности опробования напряжением принимается исходя из работоспособности воздушного участка.

При отсутствии видимых повреждений в зоне осмотра, включающей в себя только кабельный участок или кабельный и воздушный участки, необходимо произвести испытание кабельного участка. По результатам испытаний принимается решение о возможности опробования напряжением кабельно-воздушной линии электропередачи.

7.2 Ликвидация нарушений в главных схемах электрических станций и подстанций

7.2.1 Повреждение силовых трансформаторов (автотрансформаторов), шунтирующих реакторов, генераторов

7.2.1.1 В случае отключения трансформатора (автотрансформатора) действием защит с нарушением энергоснабжения потребителей, собственных нужд электростанции или подстанции должен быть незамедлительно введен в работу трансформатор (автотрансформатор), находящийся в резерве.

7.2.1.2 При автоматическом отключении трансформатора (автотрансформатора) действием резервных защит (защиты от внутренних повреждений не действовали), вызвавшем нарушение электроснабжения энергопринимающих установок потребителей или недопустимую перегрузку оставшегося в работе трансформаторного оборудования, допускается повторное включение отключившегося трансформатора (автотрансформатора) без осмотра.

7.2.1.3 При автоматическом отключении трансформатора (автотрансформатора) действием резервных защит (защиты от внутренних повреждений не действовали), в случае отсутствия недопустимой по величине и длительности перегрузки оставшегося в работе трансформаторного оборудования и отключения энергопринимающих установок потребителей повторное включение отключившегося трансформатора (автотрансформатора) производится только после его осмотра.

7.2.1.4 Запрещается включение трансформатора (автотрансформатора) без установления причины отключения, если в распределительных устройствах, к которым он присоединен, производятся ремонтные работы или оперативные переключения.

7.2.1.5 Включение трансформатора (автотрансформатора) отпаечной подстанции, отключившегося действием резервной защиты, допускается после определения и устранения причины отключения. Включение под напряжение производится разъединителем (отделителем с предварительным отключением короткозамыкателя), если такое включение регламентировано инструкцией.

Если причина отключения не выявлена, то необходимо:

- отключить линию электропередачи (снять напряжение);
- включить разъединитель (отделитель);
- опробовать трансформатор напряжением, включив линию электропередачи.

Допускается опробование трансформатора напряжением со стороны низкого напряжения при наличии защит.

7.2.1.6 Запрещается включение в работу трансформатора (автотрансформатора, шунтирующего реактора), отключившегося действием защит от внутренних повреждений (газовой, дифференциальной или отсечки), без анализа газа, масла, устранения выявленных нарушений и испытаний.

7.2.1.7 При отключении трансформатора (автотрансформатора) действием дифференциальной защиты ошиновки необходимо произвести его внешний осмотр, обращая особое внимание на целостность высоковольтных вводов, а также выключателей, проводов и гирлянд изоляторов. Если в процессе осмотра повреждений не обнаружено, трансформатор опробуется напряжением и включается в работу.

7.2.1.8 В случае срабатывания газовой защиты на сигнал трансформатор (автотрансформатор, шунтирующий реактор) должен быть отключен для выявления причин срабатывания газовой защиты. Время выполнения мероприятий по разгрузке и отключению должно быть минимальным.

Внешний осмотр трансформатора (автотрансформатора, шунтирующего реактора), отбор проб газа из газового реле и масла необходимо производить после его отключения. Возможность ввода в

работу трансформатора (автотрансформатора, шунтирующего реактора) определяется на основании результатов анализа газа, масла, измерений и испытаний.

7.2.1.9 Для предотвращения повреждения высоковольтных маслонаполненных вводов напряжением 500 кВ и выше устанавливаются устройства контроля изоляции вводов (КИВ), действующие на сигнал и отключение трансформаторов (автотрансформаторов, шунтирующих реакторов).

При появлении сигнала устройства КИВ показания прибора должны быть проверены. Дальнейшие действия дежурного персонала определяются соответствующими инструкциями.

7.2.1.10 В случае отключения трансформатора (автотрансформатора) при переключении устройства РПН включение трансформатора (автотрансформатора) допускается только при отсутствии расхождения контактов устройства РПН.

7.2.1.11 При отказе переключающего устройства РПН дальнейшие переключения не допускаются до выявления и устранения причины нарушения нормального функционирования устройства РПН.

7.2.2 Обесточивание сборных шин

7.2.2.1 Если отключение шин действием защит вызвало нарушение электроснабжения потребителей, обесточивание собственных нужд электростанции (или их части), превышение максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях или длительно допустимых перетоков по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию, значительную потерю генерирующей мощности, при отсутствии устройства автоматического повторного включения шин или его отказе необходимо немедленно опробовать напряжением обесточенные шины от любой транзитной линии (желательно без отпаечных подстанций), трансформатора, трансформатора или генератора энергоблока, работающего в режиме холостого хода. При неуспешном АПВ опробование шин допускается производить только после осмотра оборудования, входящего в зону действия дифференциальной защиты шин.

7.2.2.2 При обесточивании обеих систем шин необходимо отключить шиносоединительный выключатель и произвести поочередное опробование напряжением каждой системы шин.

Запрещается подача напряжения на отключившиеся шины без выяснения причины отключения при нахождении персонала в распределительном устройстве или если не обеспечена безопасность оперативного персонала при операциях с выключателями КРУ, которыми производится опробование.

7.2.2.3 В случае успешного опробования шин напряжением необходимо:

- восстановить питание собственных нужд электростанции или подстанции;
- восстановить электроснабжение потребителей;

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

- синхронизировать генераторы, выделившиеся на нагрузку собственных нужд или находящиеся на холостом ходу;

- включить в сеть генераторы, остановленные вследствие причин, не препятствующих их включению в сеть.

Для ускорения подачи напряжения потребителям, питающимся по тупиковым схемам, в первую очередь необходимо переключить на неповрежденные шины тупиковые линии электропередачи, подать напряжение потребителям, а затем приступить к переключениям остальных линий электропередачи и обслуживания.

7.2.2.4 Если отключение шин действием защит не вызвало нарушения электроснабжения потребителей, обесточивания собственных нужд электростанции (или их части) и при неуспешной работе устройств АПВ, необходимо:

- принять меры к обеспечению устойчивой работы генерирующего оборудования до синхронизации и подъема нагрузки;
- осмотреть оборудование, входящее в зону действия дифференциальной защиты шин (ДЗШ);
- выявить и отделить от шин поврежденный участок;
- подать напряжение на шины от любой транзитной линии электропередачи (желательно без отпаечных подстанций) или от трансформатора (автотрансформатора);

- включить на неповрежденные шины линии электропередачи и оборудование;
- синхронизировать отключившиеся генераторы с последующим набором нагрузки.

7.2.2.5 При обесточивании шин в результате действия устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ) при отказе в отключении выключателя одного из присоединений необходимо сделать попытку отключить отказавший выключатель.

Если невозможно отключить отказавший выключатель необходимо:

- отключить его разъединители (с выводом из работы блокировки от неправильных операций с разъединителями в порядке, установленном правилами переключений в электроустановках);
- подать напряжение на шины;
- подать напряжение на собственные нужды электростанции или подстанции;
- подать напряжение потребителям, питающимся по тупиковым схемам;
- включить с проверкой синхронизма отключившиеся линии и трансформаторы;
- синхронизировать отключившиеся генераторы, работающие в режиме холостого хода;
- подготовить к пуску и по команде диспетчера приступить к пусковым операциям по включению в сеть энергоблоков, остановленных в результате потери питания собственных нужд.

7.2.2.6 Исчезновение напряжения на шинах при отсутствии или отказе ДЗШ или УРОВ или отказе за-

щит присоединения может быть вызвано коротким замыканием как на самих шинах, так и на одном из присоединений.

Если по анализу работы защит и другим признакам установлено наличие неотключившегося КЗ на одном из присоединений, необходимо отключить выключатель поврежденного присоединения. Если выключатель поврежденного присоединения отключить невозможно, необходимо:

- отключить разъединители выключателя поврежденного присоединения с выводом из работы блокировки от неправильных операций с разъединителями и с контролем отсутствия возможности подачи напряжения;
- подать напряжение на шины от транзитной линии или других шин (секции);
- подать напряжение на собственные нужды электростанции или подстанции;
- восстановить электроснабжение потребителей;
- синхронизировать отключившиеся генераторы.

Если из анализа работы защит неясен характер повреждения, то необходимо произвести:

- осмотр шин;
- разделение систем (секций) шин отключением шиносоединительного (секционного) выключателя (при необходимости);
- разделение параллельно работающих линий (трансформаторов), включенных на разные шины;
- отключение всех выключателей шин;
- поочередное опробование напряжением каждой шины.

7.2.2.7 При обесточивании шин защитой трансформатора от внутренних повреждений (схема с двумя системами шин, двумя выключателями на линиях и двумя трансформаторами, каждый из которых включен на соответствующие шины через разъединитель) необходимо:

- отключить разъединитель трансформатора;
- подать напряжение на шины выключателем линии;
- включить остальные выключатели присоединений.

7.2.2.8 При выводе из работы защиты шин необходимо ввести оперативное ускорение резервных защит автотрансформатора и линий электропередачи (с противоположных сторон), подключить к данным шинам. Операции с устройствами РЗА производятся в соответствии с местной инструкцией.

7.2.2.9 Допускается опробование напряжением обесточенной секции 6 или 10 кВ от соседней секции без предварительного отключения от обесточенной секции отходящих линий.

7.2.3 Повреждение выключателей

7.2.3.1 В случае отказа в отключении одной или двух фаз выключателя на присоединении необходимо произвести осмотр отказавшего выключателя. В случае отсутствия признаков зависания (неотключения) контактов необходимо повторно подать им-

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

пульс на отключение выключателя от ключа управления. В случае сохранения неполнофазного режима он должен быть ликвидирован:

- включением второго выключателя присоединения, который был отключен ранее в схемах с двумя и более выключателями на присоединение;
- отключением присоединения (линии) с другой стороны.

При невозможности включить (отключить) фазы отказавшего выключателя при отсутствии второго выключателя на присоединении генератора для ликвидации неполнофазного режима необходимо разгрузить генератор до нуля по активной мощности и до холостого хода по току ротора.

7.2.3.2 В случае невозможности отключения отказавшего выключателя его необходимо отделить от схемы распределительного устройства:

В схеме с двумя системами шин и одним и более выключателем на цепь:

- в случае раздельной работы шин необходимо объединить системы шин (если позволяют токи короткого замыкания, селективность защит, режимные условия);
- отключить дистанционно шинные и линейные разъединители отказавшего выключателя с выводом из работы блокировки от неправильных операций с его разъединителями.

В схемах многоугольников:

- собрать полную схему многоугольника;
- дистанционно отключить разъединителями отказавший выключатель с выводом из работы блокировки отказавшего выключателя.

В схеме с двумя системами шин, одним выключателем на присоединение и включенным шинносоединительным выключателем:

- все неповрежденные присоединения переключить шинными разъединителями на другие шины;
- присоединение с отказавшим выключателем отключить шинносоединительным выключателем.

В схемах с обходным выключателем:

- включить присоединение с отказавшим выключателем на опробованные напряжением обходные системы шин разъединителями;
- включить обходной выключатель;
- отключить линейные и шинные разъединители отказавшего выключателя с выводом из работы блокировки отказавшего выключателя.

Операции разъединителями, не имеющими дистанционного управления при разборке схемы отказавшего выключателя, допускается производить только при наличии металлического защитного козырька над приводом.

В местных инструкциях должны быть указаны неисправности выключателей, требующие снятия с не-

го напряжения другими выключателями для обеспечения безопасности оперативного персонала при разборке схемы неисправного выключателя разъединителями с ручным управлением.

В схемах без шинносоединительного (обходного) выключателя:

- выполнить перевод потребителей на другой источник питания;
- отключить шины;
- отключить линейные и шинные разъединители отказавшего выключателя с выводом из работы блокировки отказавшего выключателя с его разъединителями.

7.2.3.3 Запрещается проводить операции с выключателем, имеющим признаки зависания контактов.

Присоединение, выключатель которого имеет признаки зависания контактов, необходимо разгрузить для того, чтобы ослабить или погасить дугу (разгрузка присоединения, отключение присоединения с противоположного конца, шунтирование вторым выключателем в схеме с двумя выключателями на присоединение и т.д.).

Должна быть подготовлена схема, дающая возможность отключить отказавший выключатель шинносоединительным выключателем, другими выключателями данной системы шин и смежным в схеме с двумя выключателями на присоединение, смежными выключателями в схеме многоугольника и т.д. Запрещается производить операции с воздушным выключателем кнопкой местного управления, используемой только при наладке, ремонте.

7.2.3.4 Запрещаются операции масляным выключателем с пониженным уровнем масла. С выключателя должен быть снят оперативный ток с последующим незамедлительным выводом его из работы.

7.2.3.5 Выключатель с неисправной воздушной системой, при необходимости, должен быть выведен из работы и приняты меры по локализации повреждения (устранения неисправности).

7.2.3.6 При прекращении подачи воздуха в ресиверы системы воздухообеспечения воздушных выключателей необходимо:

- осуществить запрет действия всех видов устройств автоматического повторного включения (АПВ) на включение выключателей, к которым прекратилась подача сжатого воздуха;
- проверить включенное состояние всех резервных защит на противоположных концах линий электропередачи, подключенных к распределительному устройству с неисправной системой воздухообеспечения;
- при допустимости раздельной работы распределительных устройств — принять меры к их временному разделению.
- проверить включенное состояние всех резервных защит на противоположных концах линий электропередачи другого класса напряжения, связанных с распределительным устройством с неисправной

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

системой воздухообеспечения через трансформатор (автотрансформатор);

- проверить включенное состояние резервных защит на автотрансформаторах и ввести их в работу в случае их отключенного состояния;
- ввести в работу отключенные резервные защиты линий электропередачи;
- проверить включенное состояние резервных защит на блочном оборудовании (генераторах) электростанции;
- не производить без крайней необходимости операции с воздушными выключателями в распределительном устройстве с неисправной системой воздухообеспечения;
- принять меры для восстановления подачи воздуха в ресиверы системы воздухообеспечения воздушных выключателей.

Необходимо учитывать, что при коротком замыкании на оборудовании или линии электропередачи возможно полное погашение распределительного устройства с неисправной системой воздухообеспечения дальним резервированием защит.

7.2.3.7 При потере постоянного оперативного тока в цепях управления одного из выключателей незамедлительно должны быть приняты меры к отысканию и устранению повреждения.

Выключатель с неисправными цепями управления должен быть выведен из работы, руководствуясь указаниями пункта 7.2.3.2.

7.2.3.8 При потере постоянного оперативного тока на всех присоединениях распределительного устройства необходимо определить и устранить повреждение.

Если определить и устранить повреждение в кратчайший срок невозможно, то:

- проверить включенное состояние всех резервных защит на противоположных концах линий электропередачи, подключенных к распределительному устройству;
- проверить включенное состояние всех резервных защит на противоположных концах линий электропередачи другого класса напряжения, связанных с распределительным устройством через трансформатор (автотрансформатор);
- ввести в работу отключенные резервные защиты линий электропередачи;
- проверить включенное состояние резервных защит на блочном оборудовании электростанции;
- не производить без крайней необходимости операции с выключателями и линейными разъединителями в распределительных устройствах на противоположных концах линий электропередачи объектов.

Необходимо учитывать, что при коротком замыкании на оборудовании или линии электропередачи возможно полное погашение распределительного устройства дальним резервированием защит.

7.2.3.9 При появлении предупредительной сигнализации о снижении давления элегаза (газовой сме-

си) в камере элегазового выключателя (отсеке КРУЭ с выключателем) необходимо установить постоянный контроль за скоростью снижения давления элегаза. Если скорость снижения давления такова, что есть угроза достижения аварийной уставки по снижению давления (при которой блокируются цепи управления приводом выключателя), необходимо принять меры по его отключению с последующей разборкой схемы разъединителями. В случае срабатывания аварийной сигнализации по снижению давления элегаза выключатель становится неоперативным (цепи управления приводом выключателя заблокированы) и его необходимо вывести в порядке, указанном в п.7.2.3.2.

7.2.4 Отказы разъединителей

7.2.4.1 Устранение нагрева разъединителя производится разгрузкой присоединения путем:

- изменения величины электрического тока через разъединитель путем выполнения соответствующих режимных мероприятий;
- отключения выключателя.

Допустимость отключения разъединителя под напряжением (под нагрузкой) определяется действующими правилами переключений в электроустановках.

7.2.4.2 Для устранения нагрева разъединителя в схемах с обходным выключателем необходимо:

- перевести присоединение на работу через обходной выключатель;
- отключить выключатель в цепи с неисправными разъединителями.

7.2.4.3 Повреждения разъединителей при производстве операций по их включению и отключению происходит главным образом вследствие поломки опорных изоляторов.

Перед производством операций с разъединителями необходимо произвести внешний осмотр целостности изоляторов, состояния контактов, шлейфов и механизма привода.

Запрещается производство операций неисправными разъединителями. Присоединение с неисправным разъединителем необходимо вывести из работы.

7.2.4.4 При появлении предупредительной сигнализации о снижении давления элегаза в отсеке КРУЭ с разъединителем необходимо учитывать, что в ряде модификаций КРУЭ при достижении аварийной уставки по снижению давления блокируются цепи управления приводом разъединителя. При достижении аварийной уставки по снижению давления элегаза в отсеке КРУЭ с разъединителем принимается решение о выводе его в ремонт.

7.2.5 Возникновение неисправностей измерительных трансформаторов

7.2.5.1 Возникновение неисправностей измерительных трансформаторов тока и напряжения и их цепей приводят к отказам или ложным срабатывани-

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ям устройств РЗА, недостоверным показаниям измерительных приборов.

Измерительный трансформатор, у которого обнаружены признаки начальной стадии повреждения, должен быть немедленно отключен.

7.2.5.2 В случае возникновения неисправности трансформатора напряжения необходимо:

- выполнить операции в цепях напряжения устройств РЗА в соответствии с инструкцией;
- отключить трансформатор напряжения с низкой стороны;
- отключить разъединитель трансформатора или присоединение (при отсутствии разъединителя).

7.2.5.3 В случае возникновения неисправности трансформатора тока необходимо отключить присоединение или выключатель, в цепи которого находится неисправный трансформатор тока.

7.2.6 Выход генератора из синхронизма

7.2.6.1 Выход генератора из синхронизма сопровождается изменением значений (качаниями) токов, напряжения, активной и реактивной мощности.

При выходе генератора из синхронизма он должен быть отключен от сети. После отключения генератора необходимо:

- определить и устранить причину нарушения синхронизма;
- синхронизировать генератор, включить в сеть и набрать на нем нагрузку.

7.2.6.2 Отключение устройства АВР генератора должно производиться с предварительным переводом его возбуждения на ручное регулирование.

7.2.6.3 При потере возбуждения турбогенератор может быть оставлен в работе и нести активную нагрузку, если это разрешено нормативно-технической документацией и заводом-изготовителем. На каждой электростанции должен быть определен перечень турбогенераторов, допускающих работу без возбуждения, с указанием допустимой активной мощности и длительности работы без возбуждения.

7.2.6.4 При потере возбуждения генератора, одновременно с принятием мер к его восстановлению или переводу генератора на резервное возбуждение, выполняются следующие мероприятия:

- снижается активная мощность генератора до установления допустимого тока статора;
- повышается напряжение за счет увеличения реактивной мощности других работающих генераторов, вплоть до достижения допустимых перегрузок;
- при питании собственных нужд отпайкой от блока генератор-трансформатор устанавливается нормальное напряжение на его шинах использованием регулирования напряжения на трансформаторах СН или переводом питания с помощью устройства АВР на резервный трансформатор.

7.2.6.5 Если в течение регламентированного времени восстановить возбуждение не удастся, то генератор следует разгрузить и отключить от сети.

(Продолжение в следующем номере)

НОВОСТИ

Системный оператор вошел в состав НП «Совет рынка»

28 ноября 2008 г. Системный оператор стал членом Некоммерческого партнерства «Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью» (НП «Совет рынка»).

Вступление в Партнерство позволит Системному оператору более эффективно участвовать в организации современной, построенной на основе саморегулирования системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью, обеспечивающей соблюдение требований, влияющих на системную надежность ЕЭС. Решение о включении ОАО «СО ЕЭС» в члены партнерства принято Наблюдательным советом НП «Совет рынка» во исполнение требования п. 10 ст. 33 Федерального закона от 26.03.2003 № ФЗ-35 «Об электроэнергетике», в соответствии с которым в НП «Совет рынка» предусматривается обязательное членство для субъектов оптового рынка — участников обращения электрической энергии и организаций коммерческой и технологической инфраструктуры. Кроме этого, в соответствии с требованиями федерального законодательства представители Системного оператора входят в палату инфраструктурных организаций в составе НП «Совет рынка».

Методика выбора управляющих воздействий для обеспечения динамической устойчивости

М.В. Данилов, И.П. Кадыков,
А.К. Ландман, А.М. Петров,
ЗАО ИАЭС, Россия
iaes@iaes.ru

В апреле 2008 года в Санкт-Петербурге прошла международная научно-практическая конференция «Мониторинг параметров режимов электроэнергетической системы». Соорганизаторами конференции выступили Системный оператор России, Научно-исследовательский институт по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения и Российский национальный комитет Международного Совета по большим системам электроэнергетики. Предлагаем нашим читателям несколько наиболее интересных, по мнению редакции, статей.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Устойчивость параллельной работы, противоаварийная автоматика, метод локальных функционалов, управляющее воздействие

1. ВВЕДЕНИЕ

С усложнением структуры электроэнергетических систем (ЭЭС) надежность электроснабжения потребителей все более жестко увязывается с сохранением устойчивости параллельной работы электростанций при больших возмущениях. Задача управления ЭЭС в переходных режимах усложняется, с одной стороны, существенной нелинейностью объекта управления, а с другой — дискретностью вводимых управляющих воздействий (УВ). К перечисленным трудностям добавляется отсутствие простых и надежных критериев устойчивости динамических режимов сложных ЭЭС. В связи с этим для решения указанной задачи требуется привлечение новых математических методов и современных систем измерений, позволяющих устранить недостатки известных подходов.

Организация структур современных систем противоаварийного управления построена по иерархическому принципу. Системы управления нижнего (объектного уровня) координируются системой управления верхнего уровня. При отсутствии по каким-либо причинам координации со стороны верхнего уровня автономные системы объектного уровня должны обеспечивать основную цель управления — сохранение устойчивости.

Статья посвящена разработке одного методического и алгоритмического обеспечения, предполагающего использование средств измерения углов и скольжений роторов генераторов для систем противоаварийного управления объектного и системного уровня.

2. МЕТОД ЛОКАЛЬНЫХ ФУНКЦИОНАЛОВ

При разработке алгоритмов противоаварийной автоматики должна комплексно решаться задача выбора критерия оптимальности и методов оптимизации воздействий, обеспечивающих наибольший уровень устойчивости и желаемое качество управления, и технических средств их реализации. Применение классической теории оптимального управления, основанной на интегральных критериях качества и процедуре динамического программирования, ограничено задачами малой размерности. Для многомашинных ЭЭС такой подход практически неприемлем из-за неоправданно больших затрат времени. Более эффективен в данном случае подход, основанный на использовании локальных функционалов. Впервые идея использования противоаварийной автоматики для оптимизации управляющих воздействий противоаварийной автоматики нашла отражение в трудах СЭИ [2, 3], хотя ее истоки относятся к более ранним работам советских и зарубежных ученых. В отличие от интегральных критериев, требующих оптимизации УВ на всем расчетном интервале T , локальные функционалы позволяют в каждый момент времени $t \in [0-T]$ оценить расстояние от точки, характеризующей положение системы в пространстве фазовых координат, до желаемого положения равновесия в послеаварийном режиме и могут иметь, например, следующую структуру:

$$\Phi(t) = \sum k_i (x_i(t, u) - \bar{x}_i)^2 \quad (1)$$

где:

$x_i(t, u)$ — фазовые координаты системы;

\bar{x}_i — координаты желаемого послеаварийного режима;

U — управляющие воздействия;

k_i — весовые коэффициенты.

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Таким образом, с использованием локальных функционалов оптимизация УВ выполняется на каждом шаге решения системы нелинейных дифференциальных уравнений переходного процесса ЭЭС, что позволяет предложить эффективные процедуры такой оптимизации.

Рассмотрим систему нелинейных дифференциальных уравнений электромеханических переходных процессов:

$$\dot{x} = F(x, u, t), \quad (2)$$

где:

t – текущее время.

В общем случае на УВ могут быть наложены ограничения как в виде неравенств $U_{\min} \leq u \leq U_{\max}$, так и в форме дифференциальных связей, отражающих инерционность (запаздывание в срабатывании) соответствующих органов управления. Для получения оптимальных с точки зрения предложенного локального функционала (1) УВ воспользуемся сформулированным в работе [4] асимптотическим принципом оптимальности. Для этого задачу (2) запишем в пространстве малого времени (с учетом $\tau = 1 - e^{-qt}$):

$$(1 - \tau) \frac{dx}{d\tau} = \frac{1}{q} F_*(x, \tau, u(x, \tau)). \quad (3)$$

Решением (3) являются асимптотические разложения по степеням параметра τ (малого времени):

$$x(\tau) = \sum_{k=0}^N x_{(k)} \tau^k + 0(\tau^{k+1}); \quad (4)$$

$$u(\tau) = \sum_{k=0}^N u_{(k)} \tau^k + 0(\tau^{k+1});$$

Это обстоятельство позволяет представить локальный функционал (1) в форме ряда по степеням τ :

$$\Phi(x, u, \tau) = \sum_{k=0}^N \Phi_{(k)} \tau^k + 0(\tau^{k+1}); \quad (5)$$

Здесь $x_{(k)}$, $u_{(k)}$, $\Phi_{(k)}$ – коэффициенты соответствующих разложений.

Определение оптимальных УВ требует минимизации функционала (5) на множестве допустимых управлений:

$$\Psi(\tau) = \min_{u \in \Omega} \Phi(x, u, \tau). \quad (6)$$

Для того чтобы общий функционал (5) при $u = u_{\text{опт}}$ достиг экстремума (минимума), необходимо, чтобы его дифференциал, если он существует, обращался в нуль:

$$\frac{\partial \Phi(x, u, \tau)}{\partial u} = 0. \quad (7)$$

На основании принятого в [4] постулата о том, что в наборе коэффициентов $u_{(p)}$ ($p = 0, N$) линейно независимым является только коэффициент $u_{(0)}$, нетрудно получить рекуррентную зависимость:

$$x_{(k)} = f(x_{(0)}, u_{(k-1)}, \dots, u_{(0)}), \quad (8)$$

которую затем использовать для нахождения коэффициентов $u_{(k)}$ в функции от $x_{(0)}$. Таким образом, под-

становка (8) в (7) позволит получить оптимальное в смысле принятого критерия (6) значение линейно-независимого коэффициента $u_{(0)}$, являющегося фактически начальным условием задачи (2). Поскольку момент времени t , для которого определены начальные условия $x_{(0)}$, $u_{(0)}$, есть произвольная точка отрезка $t \in [0, \infty)$, соответствующего $\tau \in [0, 1]$, найденное управление в каждый момент времени будет зависеть только от текущего состояния системы $F(x_{(0)}, u_{(0)}, t)$ не будет зависеть от значений управления в другие моменты времени. Иными словами, полученное выражение для $u_{(0)}$ будет представлять собой закон непрерывного оптимального управления исследуемым объектом.

3. МЕТОДИКА ВЫБОРА УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ ДЛЯ МНОГОМАШИННОЙ ЭЭС

Достоверность и строгость сформулированного положения проверены в работе [5] на примере системы типа «станция-шины», для которой определяется закон непрерывного адаптивного управления мощностью. Полученные численные результаты подтвердили эффективность применения изложенной теории к задачам противоаварийного управления в простейших ЭЭС.

Рассмотрим сложную многомашинную систему, переходный процесс в которой может быть описан следующей системой уравнений:

$$T_{J_i} \frac{ds_i}{dt} = P_{T_i} - P_{\Sigma_i} - u_i(t)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = s_i, \quad (9)$$

$$(i = \overline{1, n})$$

$$P_{\Sigma_i} = E_i^2 Y_{ii} \sin \alpha_{ii} + E_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}} E_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j -$$

В этой системе требуется определить такие управления, которые удовлетворяли бы асимптотическому принципу оптимальности и обеспечивали переход системы с некоторой аварийной траектории на траекторию устойчивого послеаварийного режима.

Воспользуемся для определенности следующими допущениями:

1) одна из станций системы является шиной бесконечной мощности (ШБМ) – данное допущение не является определяющим, если имеется техническая возможность передачи базисного угла в остальные узлы энергосистемы;

2) управление может вводиться в каждом управляемом узле и рассматривается как управление мощностью (ИРТ, ЭТ и другие виды управления);

3) управление вводится безинерционно, ограничения на ресурс отсутствуют.

Рекуррентные выражения для определения коэффициентов разложений (4) фазовых координат системы $\delta_i(k)$, $s_i(k)$ могут быть найдены по методике [6]

$$\begin{aligned} \delta_{i(1)} &= s_{i(0)} / q \\ s_{i(1)} &= (P_{T_i} - P_{\Sigma_i(0)} - u_{i(0)}) / q \cdot T_{J_i} \\ &\dots \\ \delta_{i(k)} &= (s_{i(k-1)} / q + (k-1)\delta_{i(k-1)}) / k \\ s_{i(k)} &= ((-P_{\Sigma_i(k-1)} - u_{i(k-1)}) / q \cdot T_{J_i} + (k-1)s_{i(k-1)}) / k. \end{aligned} \quad (10)$$

Запишем локальный функционал (1) в следующем виде:

$$\Phi(\tau) = \sum_{i=1}^n ((\delta_i(\tau) - \bar{\delta}_i)^2 + k_i s_i^2(\tau)) \approx \sum_{k=0}^N \Phi_{(k)} \cdot \tau^k$$

Тогда коэффициенты разложения $\Phi_{(k)}$ с учетом выражений (10) будут вычисляться по формулам:

$$\begin{aligned} \Phi_{(0)} &= \sum_{i=1}^n ((\delta_{i(0)} - \bar{\delta}_i)^2 + k_i s_{i(0)}^2) \\ \Phi_{(1)} &= \sum_{i=1}^n (2(\delta_{i(0)} - \bar{\delta}_i) s_{i(0)} / q + k_i s_{i(0)} (P_{T_i} - P_{\Sigma_i(0)} - u_{i(0)}) / q T_{J_i}) \\ \Phi_{(2)} &= \sum_{i=1}^n ((s_{i(0)} / q)^2 + (k_i s_{i(0)} + (\delta_{i(0)} - \bar{\delta}_i) / q) (P_{T_i} - P_{\Sigma_i(0)} - u_{i(0)}) / q T_{J_i} + \\ &+ k_i ((P_{T_i} - P_{\Sigma_i(0)} - u_{i(0)}) / q T_{J_i})^2 + (\delta_{i(0)} - \bar{\delta}_i) s_{i(0)} / q - k_i s_{i(0)} (P_{\Sigma_i(1)} + u_{i(1)}) / q T_{J_i}) \end{aligned} \quad (11)$$

Для выполнения необходимого условия оптимальности (6) требуется найти дифференциал каждого из коэффициентов $\Phi_{(k)}$ по $u_{i(k)}$ и приравнять к нулю. Однако анализ выражений (11) показывает, что единственный линейно-независимый коэффициент $u_{i(0)}$ может быть получен уже из формулы для $\Phi_{(2)}$:

$$\begin{aligned} u_{i(0)} &= P_{T_i} - P_{\Sigma_i(0)} + T_{J_i} (\delta_{i(0)} - \bar{\delta}_i) / 2qk_i + s_{i(0)} q T_{J_i} / 2 \\ &\text{или} \\ u_i(t) &= P_{T_i} - P_{\Sigma_i}(t) + T_{J_i} (\delta_i(t) - \bar{\delta}_i) / 2qk_i + s_i(t) q T_{J_i} / 2 \quad (12) \end{aligned}$$

Таким образом, полученное выражение (12) представляет собой закон независимого аварийного управления мощностью для каждого i -го генератора сложной ЭЭС.

По сути, такое управление является локальным, поскольку использует лишь информацию о «местных» режимных параметрах в i -м узле ЭЭС.

4. АПРОБАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ

Управление было опробовано на математической модели многомашинной энергосистемы. Управляющие воздействия выбирались по (12) с учетом ограничений на ресурс управления и учитывались в программе расчета динамической устойчивости ЭЭС. Расчетная схема содержала электрические станции и мощную ЭЭС, представленную как ШБМ. В качестве управляющих воздействий использовались электрическое торможение (ЭТ) при ограничении мощности тормозной установки $P_{\text{Торм}}$ на генераторе, вблизи шин которого произошло КЗ, импульсная разгрузка турбин, отключение генераторов (ОГ) и отключение

нагрузки (ОН). На приведенном рисунке показаны результаты трех вариантов определения дозровок управляющих воздействий при различных значениях коэффициентов q и k_i в законе управления (12).

Как следует из результатов расчетов, закон управления имеет выраженный релейный характер. Анализ влияния величин коэффициентов в законе управления показал, что отключение ЭТ в моменты равенства нулю скольжения генератора не обеспечивает устойчивости (рис. 1а), тогда как введение в закон управления и составляющей по отклонению угла генератора позволяет обеспечить необходимое качество переходного процесса (рис. 1б).

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Использование локального оптимального управления с использованием местных параметров (в случае отсутствия «ШБМ» необходима передача в узлы управления базового угла) в одном или нескольких узлах ЭЭС обеспечивает устойчивость всей системы, несмотря на децентрализацию управления.

2. Выраженный релейный вид закона управления позволяет сделать его полностью релейным без ухудшения качества переходного процесса, отстроившись от коротких и слабых управляющих сигналов.

Поскольку адаптивный закон противоаварийного управления работает по параметрам переходного процесса, а не по параметрам возмущения, он учитывает действие автоматики, работающей по временной программе (АПВ, ОН, ОГ и др.).

ЛИТЕРАТУРА

[1] Автоматизированная система оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическими системами / Под ред. В.А. Семенова. Новосибирск: Наука, 1986.

[2] Нещерет В.И., Кычаков В.П. Об использовании локальных функционалов для оптимизации управления в энергосистемах / Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. 1983. № 1. С. 10–17.

[3] Нещерет В.И., Кычаков В.П. Выбор локально-оптимальных управлений в сложных электроэнергетических системах / Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. 1983. № 2. С. 12–19.

[4] Панченков А.Н. Основы теории предельной корректности. М.: Наука, 1976.

[5] Калуга В.К., Ландман А.К., Левин В.М. Определение адаптивных управляющих воздействий в электроэнергетических системах // Методы и средства противоаварийного управления в электроэнергетических системах. Новосибирск, 1986.

[6] Левин В.М., Ландман А.К. Методика получения аналитических решений уравнений переходного процесса в электроэнергетической системе // Методы исследования устойчивости сложных электрических систем и их использование. М.: Энергоатомиздат, 1985. С. 77–82.

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

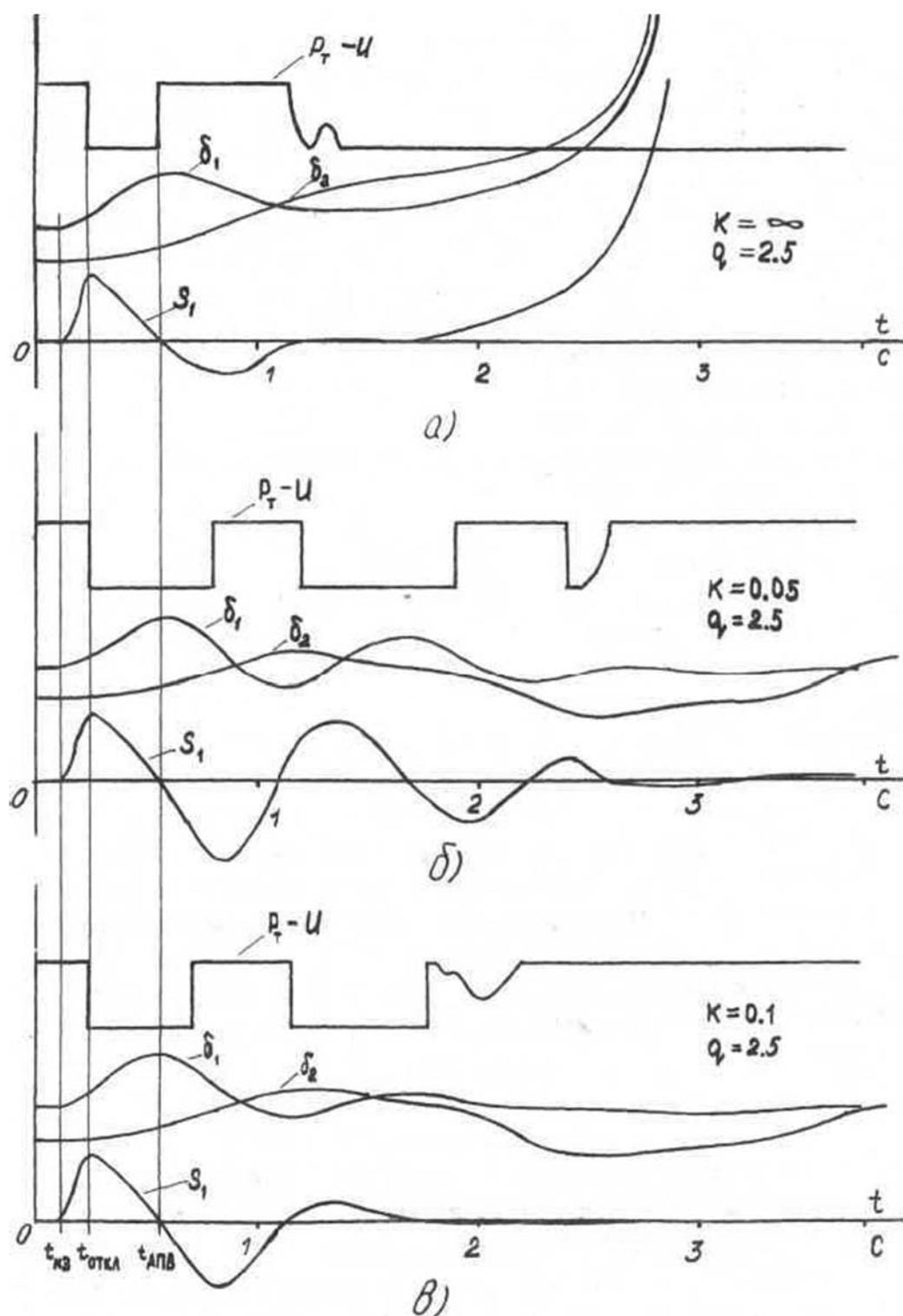


Рис. 1. Влияние коэффициентов в законе управления на характер переходного процесса:
а) без учета влияния отклонения угла от положения равновесия;
б) с учетом влияния отклонения угла от положения равновесия

Новые возможности управления режимами ЭЭС при измерении фаз напряжений в электрической сети

Д.В. Тутундаева, А.Г. Фишов,
Новосибирский государственный технический университет,
Россия
fishov@so-cdu.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Система мониторинга переходных режимов, статическая устойчивость, динамическая устойчивость, запас устойчивости, управление.

1. ВВЕДЕНИЕ

Информация СМПР (отечественный аналог WAMS) о фазах векторов напряжения в узловых точках электрической сети может быть использована для контроля параметров, характеризующих взаимное движение синхронных машин во время динамического перехода: взаимных углов между векторами ЭДС генераторов, взаимных скольжений, ускорений, синхронизирующей мощности. Указанные параметры обладают наибольшей информативностью с точки зрения оценки запасов устойчивости энергосистемы и формирования управляющих воздействий.

Новые возможности управления устойчивостью режима ЭЭС возникают при идентификации в режиме реального времени на основе этих параметров матрицы собственных и взаимных проводимостей (СВП) генераторов, связанных электрической сетью, как модели управления устойчивостью режима. В настоящей статье представлена методика идентификации модели управления энергосистемы по данным СМПР и рассмотрено ее применение для управления устойчивостью режима ЭЭС в режиме реального времени.

2. ИДЕНТИФИКАЦИЯ МАТРИЦЫ СВП В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Контроль параметров переходного процесса с помощью СМПР позволяет выполнить идентификацию модели управления энергосистемой в режиме реального времени [4]. Задача идентификации модели управления предполагает определение матрицы СВП, решение которой можно рассмотреть на примере простейшей схемы «генератор с собственной нагрузкой — ШБМ» (рис. 1). К основным измеряемым параметрам относятся модули и углы напряжений по концам контролируемой электропередачи, активная и реактивная мощности в узле генерации.

Определение СВП основано на использовании известных выражений, в которых активная и реактивная мощности линейно зависят от СВП:

$$\begin{aligned} P_r &= E'^2 \cdot g_{11} + E' \cdot U_c \cdot b_{1c} \cdot \sin \delta'_{rc} - E' \cdot U_c \cdot g_{1c} \cdot \cos \delta'_{rc} \\ Q_r &= E'^2 \cdot b_{11} - E' \cdot U_c \cdot g_{1c} \cdot \sin \delta'_{rc} - E' \cdot U_c \cdot b_{1c} \cdot \cos \delta'_{rc} \end{aligned} \quad (1)$$

где:

g_{1c} , b_{1c} — активная и реактивная взаимные проводимости,

g_{11} , b_{11} — активная и реактивная собственные проводимости. Собственные и взаимные проводимости связаны соотношениями:

$$g_{11} = g_1 + g_{1c}; \quad b_{11} = b_1 + b_{1c}.$$

Дополнив уравнения (1) уравнениями для производных:

$$\frac{dP_r}{d\delta'_{rc}} = E' \cdot U_c \cdot b_{1c} \cdot \cos \delta'_{rc} + E' \cdot U_c \cdot g_{1c} \cdot \sin \delta'_{rc} \quad (2)$$

$$\frac{dQ_r}{d\delta'_{rc}} = -E' \cdot U_c \cdot g_{1c} \cdot \cos \delta'_{rc} + E' \cdot U_c \cdot b_{1c} \cdot \sin \delta'_{rc}$$

получаем систему линейных уравнений, решение которой при допущении постоянства переходной ЭДС дает матрицу СВП.

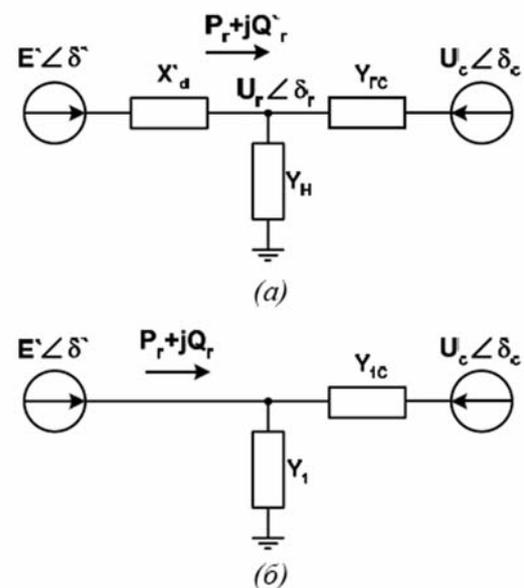


Рис. 1. Эквивалентная схема замещения

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Поскольку $\frac{dP}{d\delta} = \lim_{\Delta\delta \rightarrow 0} \frac{\Delta P}{\Delta\delta}$; $\frac{dQ}{d\delta} = \lim_{\Delta\delta \rightarrow 0} \frac{\Delta Q}{\Delta\delta}$, производные активной и реактивной мощности по взаимному углу приближенно могут быть определены по приращениям мощности и угла (в установившихся режимах — при нерегулярных колебаниях нагрузки и роторов генераторов, в переходных режимах — в процессах их протекания):

$$\frac{\Delta P_G}{\Delta \delta_{ГC}} = \frac{P_{Г2} - P_{Г1}}{\delta_{ГC2} - \delta_{ГC1}}; \quad \frac{\Delta Q_G}{\Delta \delta_{ГC}} = \frac{Q_{Г2} - Q_{Г1}}{\delta_{ГC2} - \delta_{ГC1}} \quad (3)$$

Блок-схема алгоритма идентификации матрицы СВП представлена на рисунке 2.

Проиллюстрируем метод идентификации расчетной модели энергосистемы при протекании переходного процесса на примере простейшей нерегулируемой системы «станция — ШБМ». В качестве вычислительных средств использованы: программный комплекс MUSTANG — для получения расчетных осциллограмм переходного процесса и математическая программа Mathcad — для обработки расчетных осциллограмм и идентификации угловой характеристики мощности генератора. В программе MUSTANG расчет переходного процесса выполнен для двух случаев: 1) синхронная машина представлена постоянной переходной ЭДС за постоянным переходным сопротивлением и 2) синхронная машина моделируется по упрощенным уравнениям Парка-Горева.

В качестве расчетного возмущения рассмотрено увеличение сопротивления связи в 3 раза с последующим возвратом к доаварийному режиму. Два последовательных замера режимных параметров: U_c , δ_c , U_T , δ_T , P_T , Q_T с интервалом 0,01 сек., полученные после перехода рабочей точки на послеаварийную характеристику, использованы для расчета модуля и угла переходной ЭДС и отношений приращений $\frac{\Delta P_G}{\Delta \delta_{ГC}}$; $\frac{\Delta Q_G}{\Delta \delta_{ГC}}$.

Результаты идентификации угловой характеристики мощности в сравнении с расчетными осциллограммами в плоскости параметров P_T , $\delta_{ГC}$ представлены на рисунке 3.

Следует отметить:

- представленный способ идентификации матрицы СВП не нуждается в контроле топологии сети и знании ее параметров;
- при моделировании переходных процессов в синхронной машине по уравнениям Парка-Горева допущение о постоянстве переходной ЭДС представляется достаточно грубым для анализа динамической устойчивости. Однако данное допущение оказывается правомерным в системе с регулятором возбуждения.

3. КОНТРОЛЬ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ СЕТИ И КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАПАСА УСТОЙЧИВОСТИ

Матрица СВП позволяет использовать угловые характеристики мощности для определения пределов

передаваемых мощностей по контролируемым сечениям, запасов статической и динамической устойчивости для генераторов в режиме реального времени.

Оценка динамической устойчивости и ее запаса может быть выполнена по энергетическому критерию по отношению к взаимному движению роторов.

Для простейшей системы «станция — ШБМ» кинетическая энергия, запасенная эквивалентным генератором в относительном движении, может быть определена как:

$$W_K = \frac{T_j \cdot s^2 \cdot P_{ном}}{2} \quad (4)$$

где:

T_j — постоянная механической инерции агрегата, с
 $P_{ном}$ — номинальная мощность генератора, МВт
 s — скольжение ротора генератора, о.е., которое можно вычислить приближенно, если перейти от дифференциалов к приращениям:

$$s = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f_0} \cdot \frac{\delta_{ГC2} - \delta_{ГC1}}{\Delta t} \quad (5)$$

Максимально возможную энергию торможения, необходимую для оценки динамической устойчивости и ее запаса, можно получить путем интегрирования угловой характеристики мощности, полученной по найденным значениям матрицы СВП:

$$W_{II} = \frac{1}{314} \cdot \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_T(\delta) - P_G(\delta)) d\delta \quad (6)$$

где:

$P_G(\delta)$ — электрическая мощность генератора, МВт
 $P_T(\delta)$ — мощность турбины, МВт.

В общем случае мощность регулируемой турбины не может быть представлена зависимостью $P_T(\delta)$. В этом случае определение энергии торможения связано с определенными трудностями, ввиду нелинейного характера изменения мощности турбины во времени и, соответственно, в координатах мощности и взаимного угла. Аналитическое решение этой задачи может быть получено, если выполнить аппроксимацию кривой $P_T(\delta)$ полиномом. Степень аппроксимирующего полинома будет зависеть от скорости изменения мощности турбины, о которой можно судить по экспериментально снятым моментно-импульсным характеристикам турбины.

Для примера, представленного на рисунке 3, на основе матрицы СВП выполнена оценка предельного потока по условию статической устойчивости и запаса динамической устойчивости. В первом случае предел по статической устойчивости составляет 5382 МВт, энергия ускорения составляет 1682 кВт·с, возможная энергия торможения равна 1771 кВт·с. Во втором случае предел по статической устойчивости составляет 5460 МВт, энергия ускорения составляет 1247 кВт·с, возможная энергия торможения равна 2132 кВт·с. В соответствии с энергетическим критерием динамическая устойчивость сохраняется в обоих случаях, что подтверждается результатами вычислительного эксперимента.

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

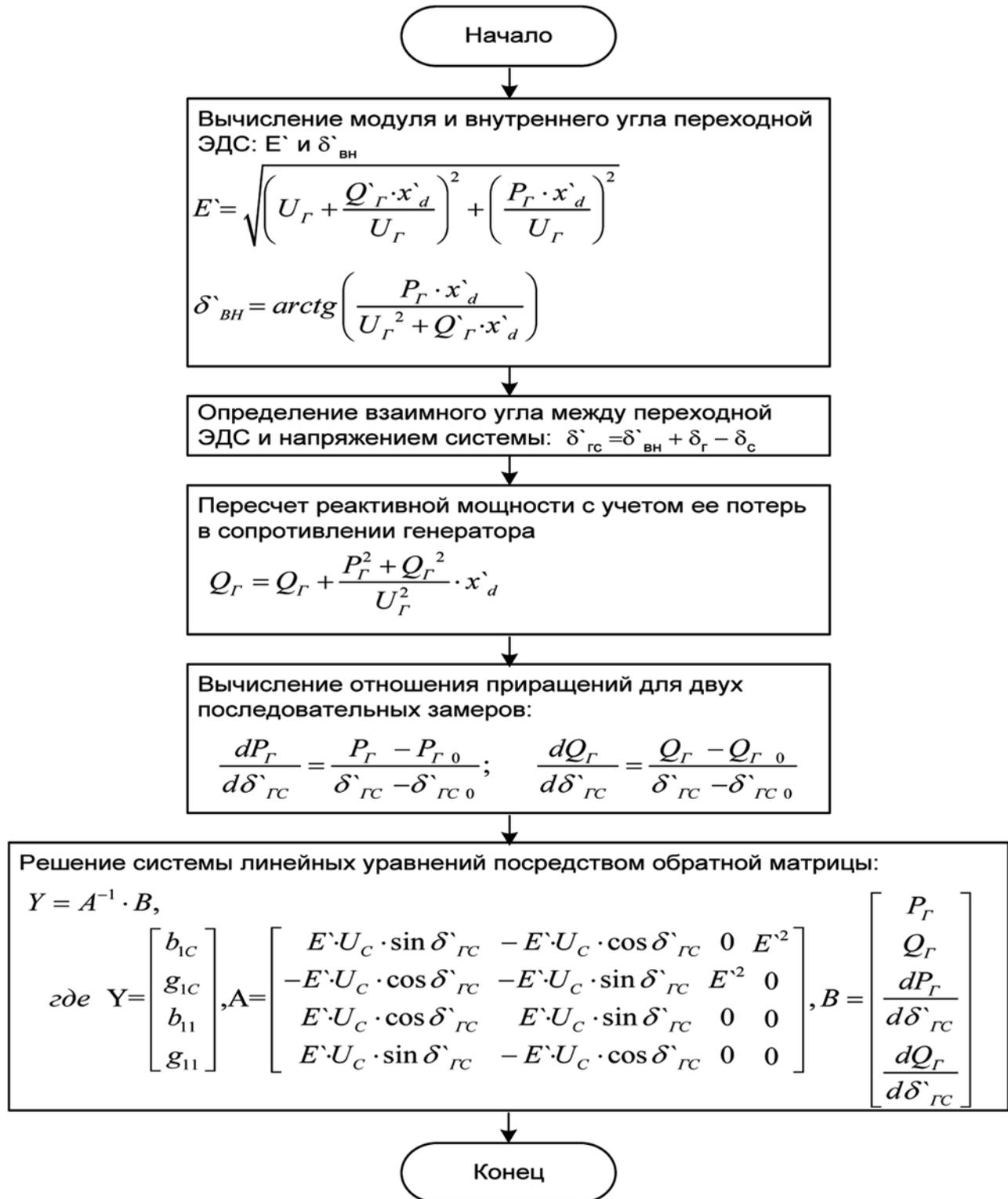


Рис. 2. Блок-схема алгоритма идентификации матрицы СВГ

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

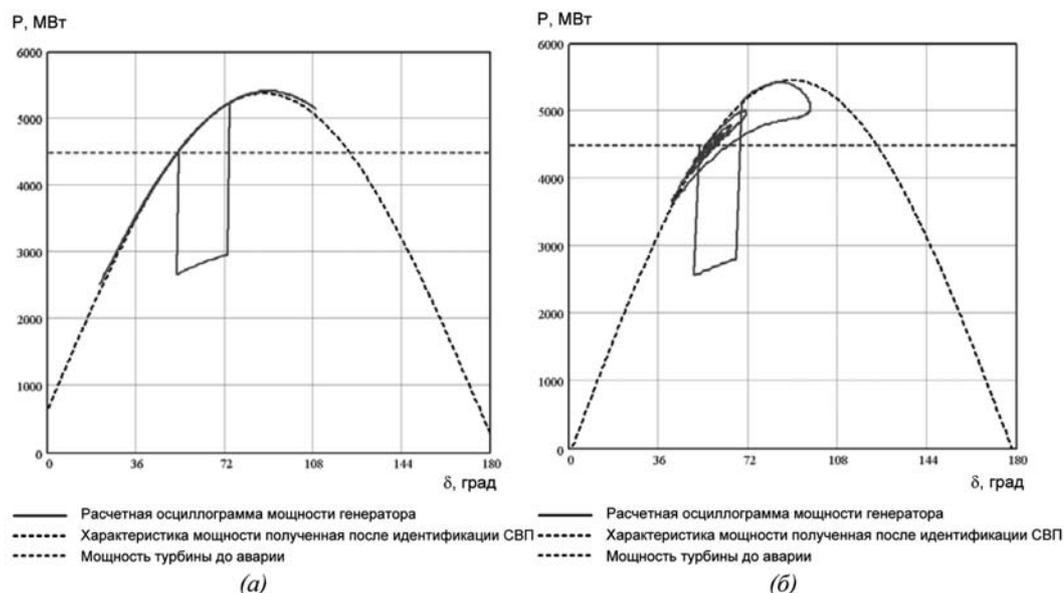


Рис. 3. Результат идентификации СВП для модели с $E = \text{const}$ (а) и для модели, представленной упрощенными уравнениями Парка—Горева (б)

4. УПРАВЛЕНИЕ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАРУШЕНИЙ УСТОЙЧИВОСТИ С КОНТРОЛЕМ ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Получаемая в результате идентификации СВП модель режима энергосистемы может быть использована для оптимизации управляющих воздействий в темпе переходного процесса по условиям устойчивости динамического перехода и статической устойчивости послеаварийного режима. Эффективность ее применения для противоаварийного управления исследована применительно к импульсной разгрузке турбин (ИРТ) Сургутских ГРЭС, входящих в состав Тюменской энергосистемы, обеспечивающей электрической и тепловой энергией потребителей Тюменской области и двух автономных округов. В состав Тюменской энергосистемы входят 10 тепловых электростанций, работающих параллельно на напряжении 500–220 кВ. Суммарная установленная мощность ТЭС составляет 11 389 МВт, наиболее мощные ТЭС-2 Сургутских ГРЭС и Нижневартовская ГРЭС.

Основная особенность Тюменской энергосистемы состоит в существенном превышении установленных мощностей Сургутских ГРЭС и Нижневартовской ГРЭС над мощностью остальных электростанций. Это обстоятельство позволяет свести задачу обеспечения устойчивости Тюменской энергосистемы к задаче обеспечения устойчивости одномашинного эквивалента «Сургутские ГРЭС, Нижневартовская ГРЭС — ЕЭС» при условии обеспечения синфазности движения синхронных машин внутри эквивалента. Синфазность движения управляемых генераторов может быть обеспечена распределением величины разгрузки между агрегатами пропорционально их исходной загрузке.

4.1 Постановка задачи управления применительно к ИРТ

В условиях инерционности разгрузки турбины предложена следующая оптимизационная формулировка задачи управления: обеспечить динамическую устойчивость и требуемую статическую устойчивость послеаварийного режима при всех расчетных возмущениях с минимизацией энергии взаимного движения второго цикла качаний при заданной форме управляющего импульса. Для решения поставленной задачи процесс управления делится на два этапа.

На первом этапе (в период воздействия возмущения) осуществляется программное управление мощностью турбины с запуском ИРТ с предварительно заданными параметрами сразу же после возникновения опасного возмущения. На втором этапе (после снятия возмущающего воздействия) выполняется дооптимизация параметров РТ (глубины и продолжительности разгрузки, уровня восстановления мощности турбины) исходя из условия обеспечения динамической устойчивости генератора и с учетом ограничения по статической устойчивости в послеаварийном режиме. Дооптимизация параметров РТ выполняется по результатам идентификации модели энергосистемы в послеаварийном режиме.

Применительно к задаче управления ИРТ идентификация матрицы СВП в послеаварийном режиме позволяет:

- выполнить оценку достаточности глубины ИРТ для обеспечения динамической устойчивости электропередачи;
- принять решение о необходимости более глубокой РТ или отключения части генераторов, если запас по динамической устойчивости недостаточен;

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

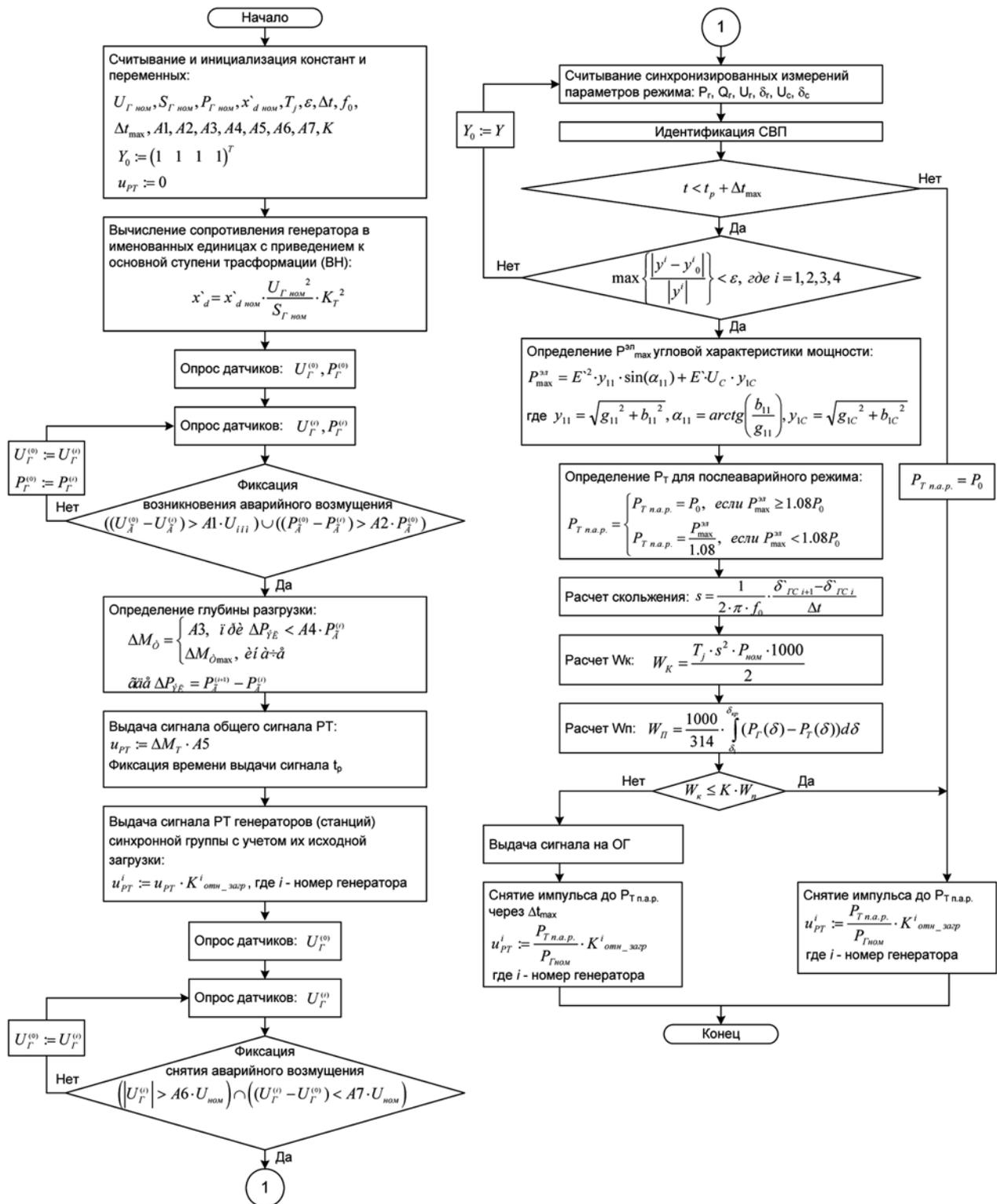


Рис. 5. Блок-схема алгоритма управления РТ

Δt_{\max} — максимальная длительность импульса на РТ; A1 — относительная величина снижения напряжения, принимаемая как пусковой орган; A2 — относительная величина снижения электрической мощности генератора, принимаемая как пусковой орган; A3 — относительная величина глубины РТ; A4 — относительная величина снижения электрической мощности генератора, необходимая для оценки требуемой глубины РТ; A5 — коэффициент пересчета мощности в единицы измерения импульса (неравномерности — нв), подаваемого на ЭГП; A6 — относительная величина напряжения, принимаемая как фактор снятия аварийного возмущения; A7 — относительная величина снижения напряжения, позволяющая оценить стабильность восстановившегося напряжения.

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

- определить уровень восстановления мощности турбины по условию 8%-го запаса статической устойчивости в послеаварийном режиме.

4.2 Алгоритм управления ИРТ с контролем условий устойчивости в темпе процесса

В качестве входной информации используются синхронизированные измерения режимных параметров, выполняемые с помощью двух регистраторов, установленных на шинах Рефтинской ГРЭС и Сургутской ГРЭС-2:

- действующие значения напряжения;
- углы между синусоидами напряжения и синусоидой 50 Гц, привязанной к сигналам точного времени;
- активная и реактивная мощности, выдаваемые Сургутской ГРЭС-2;
- время.

Алгоритм формирует сигнал управляющего воздействия на мощность турбины каждого агрегата. Если интенсивность управляющего воздействия недостаточна для обеспечения динамической устойчивости управляемых генераторов, формируется сигнал на отключение части агрегатов. Для эффективной работы алгоритма управления по параметрам и в темпе переходного процесса прежде всего необходимо в системе сбора и передачи данных от СМГП не должно превышать 60–70 мс.

На рисунке 5 представлена блок-схема алгоритма управления РТ с контролем запасов устойчивости.

4.3 Математическое моделирование алгоритма управления

Алгоритм управления ИРТ с контролем запасов устойчивости реализован и протестирован в приложении SIMULINK MATLAB на примере простейшей модели энергосистемы — «эквивалентный генератор с собственной нагрузкой — ШБМ». Генератор в модели представлен упрощенно — уравнением движения ротора, переходная ЭДС генератора принята неизменной. Собственная нагрузка представлена постоянной активной мощностью. В этом случае задача идентификации модели управления энергосистемой состоит в нахождении собственной активной и взаимной реактивной проводимостей по результатам регистрации режимных параметров: активной мощности и взаимного угла.

После идентификации СВГ вычисляется предел по статической устойчивости и определяется уровень восстановления мощности турбины в послеаварийном режиме исходя из необходимости обеспечения 8%-ного запаса статической устойчивости.

Оценка запаса динамической устойчивости выполняется энергетическим методом, причем вычисление максимально возможной энергии торможения реализовано посредством интегрирования аналитического выражения для угловой характеристики мощности. Для вычисления энергии торможения используется значение мощности турбины (P_{T1}), соответствующее уровню разгрузки на момент снятия аварийного возмущения (для реально-

го объекта управления может быть определено по экспериментально снятым импульсным характеристикам турбины). Таким образом, на интервале интегрирования мощность турбины принимается неизменной, что вполне допустимо, поскольку это вносит некоторый запас по устойчивости.

В качестве сигналов пускового органа использованы величина и знак небаланса активной мощности. Снятие аварийного возмущения фиксируется также по знаку и величине небаланса активной мощности ввиду отсутствия сигналов напряжения на шинах генератора в данной модели энергосистемы. Используются две ступени разгрузки турбины: 2 нв и 4 нв (1 неравномерность (1 нв) — минимальная амплитуда такого длительного сигнала, при подаче которого турбина должна разгрузиться от номинальной мощности до нуля). Форма импульса — прямоугольная. Управляющий импульс амплитудой 2 нв подается в случае, если небаланс активной мощности не превышает 0,5 о.е. Длительность импульса РТ определяется из условия сохранения динамической устойчивости. Если устойчивость сохраняется, управляющий импульс будет снят. В противном случае формируется сигнал на отключение генераторов, а импульс снимается по истечении Δt_{max} . Значение Δt_{max} принято равным 0,4 сек., что соответствует глубине снижения мощности турбины 0,5 о.е. В реальных условиях Δt_{max} необходимо выбирать на основании информации о допустимой глубине разгрузки max турбины.

Моделирование управления мощностью турбины выполнено при следующих расчетных условиях. Мощность турбины в исходном режиме равна 1 о.е. Собственная нагрузка на шинах генератора составляет 0,2 о.е. Графики переходного процесса без управляющих воздействий (а) и с управлением мощностью турбины (б) при расчетном возмущении — двухфазное КЗ длительностью 0,18 секунд — приведены на рисунке 6. Результат работы алгоритма — сигнал на разгрузку турбины амплитудой 2 нв, который снимается после оценки устойчивости динамического перехода (энергия ускорения равна 1787 кВт·с, энергия торможения равна 2119 кВт·с), восстановление мощности турбины до уровня 0,92 от мощности турбины в доаварийном режиме по условию 8%-ного запаса статической устойчивости в послеаварийном режиме. Форма управляющего импульса показана на рисунке 7.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Представлены новые возможности управления устойчивостью режима ЭС на основе данных СМГП с контролем запасов статической и динамической устойчивости в темпе процесса.

2. Показана эффективность применения алгоритма идентификации модели управления энергосистемы для дооптимизации интенсивности управляющих воздействий в темпе переходного процесса на примере импульсной разгрузки турбины на математической модели «станция — ШБМ».

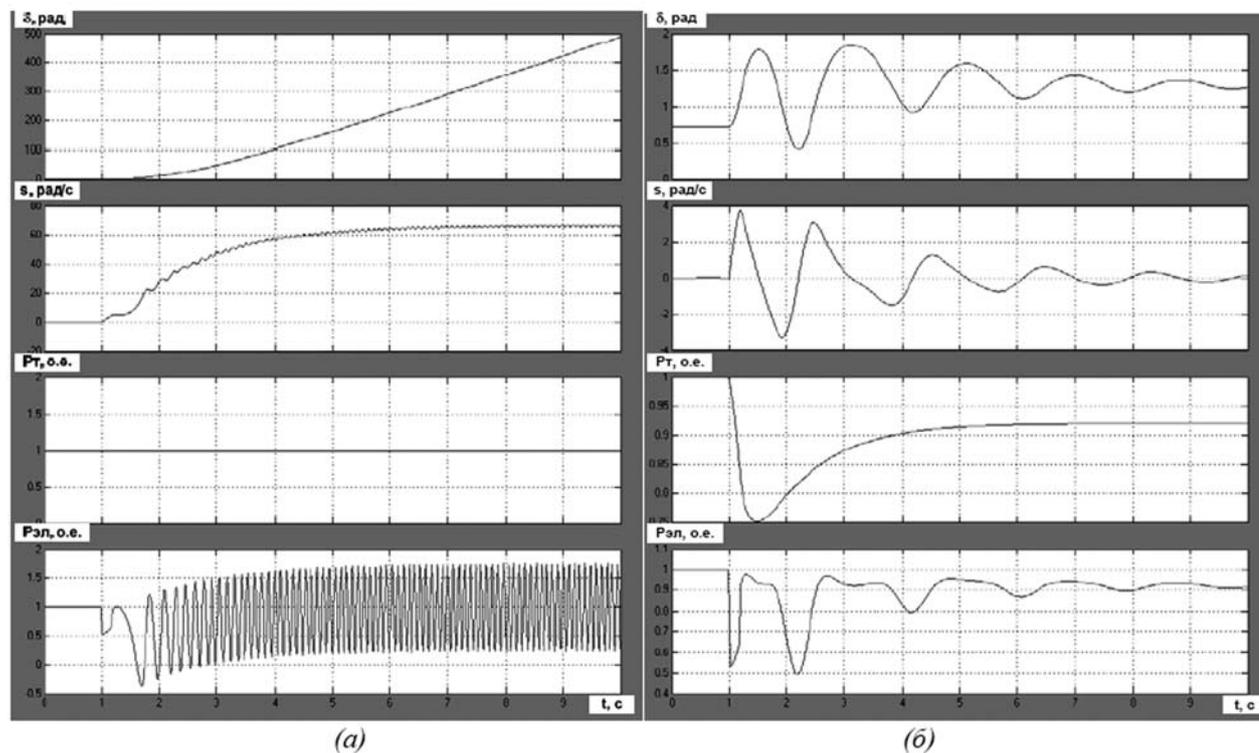


Рис. 6. Переходной процесс при двухфазном КЗ без управления мощностью турбины (а) и при импульсной разгрузке турбины (б)

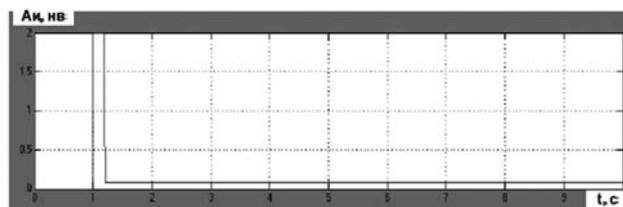


Рис. 7. Форма управляющего импульса

3. С точки зрения развития нормативных требований по устойчивости энергосистем применение новой технологии синхронизированных измерений режимных параметров позволит уменьшить метрологическую составляющую нормативного коэффициента запаса устойчивости, а также снизить требуемый запас по устойчивости посредством повышения управляемости энергосистемы.

ЛИТЕРАТУРА

[1] A.G. Phadke, Synchronized Phasor Measurements. Measurement techniques, Applications, and Standards, in Proc. CIGRE 2006 on Monitoring of Power System Dynamic Performance, Moscow, April 2006.

[2] D. Karlsson, M. Hemmingsson, S. Lindahl «Wide area system monitoring and control terminology, phenomena, and solution implementation strategies», Power and Energy Magazine, IEEE, Volume 2, Issue 5, Sept. Oct. 2004, P. 68–76.

[3] Аюев Б.И., Куликов Ю.А. Перспективные направления использования системы мониторинга переходных режимов ЕЭС/ОЭС // Труды международной конференции «Релейная защита и автоматика современных энергосистем», Чебоксары, 10–12 сентября 2007.

[4] Тутундаева Д.В. Применение системы мониторинга переходных режимов для идентификации модели управления энергосистемой // Наука. Технологии. Инновации: Материалы всероссийской научной конференции молодых ученых. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. Ч. 3. С. 254–256.

Применение данных PMU при оценивании состояния ЭЭС методом контрольных уравнений¹

А.М. Глазунова, И.Н. Колосок, Е.С. Коркина,
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Россия
korkina@isem.sei.irk.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Электроэнергетическая система, оценивание состояния, контрольные уравнения, PMU, SCADA.

1. ВВЕДЕНИЕ

Оценивание состояния — важнейшая процедура, обеспечивающая управление ЭЭС надежной и качественной информацией [1]. Результатом ОС является расчет установившегося режима (текущего состояния) ЭЭС на основе измерений. В качестве измерений при ОС до недавнего времени в основном использовались телеизмерения (ТИ) параметров режима и телесигналы (ТС) о состоянии коммутационного оборудования, получаемые от системы SCADA.

Процедура ОС включает в себя решение следующих основных задач [1]:

- формирование текущей расчетной схемы по данным ТС,
- анализ наблюдаемости,
- выявление грубых ошибок в ТИ или обнаружение плохих данных (ОПД),
- фильтрация случайных погрешностей ТИ, т.е. получение их оценок и дорасчет неизмеренных параметров.

Основные проблемы, возникающие при решении задачи ОС, связаны с низким качеством измерительной информации, поступающей от системы SCADA, и невысокой избыточностью измерений. Это приводит к ошибкам при формировании расчетной схемы, появлению ненаблюдаемых районов, критических измерений и критических групп, в которых невозможно обнаружить плохие данные, размазыванию грубых ошибок и, как следствие — искажению результатов ОС и низкой точности полученных оценок.

Кардинально улучшить свойства решения задачи ОС позволяет использование появившихся сравнительно недавно измерений комплексных электрических величин, поступающих от PMU (Phasor Measurement Units) [2]. PMU являются основным измерительным оборудованием WAMS (Wide-Area Measurement System), позволяющим контролировать состояние ЭЭС синхронно и с высокой точностью. По сравнению со стандартным набором ТИ, получаемым

от системы SCADA, PMU, установленное в узле, может обеспечить измерение фазы напряжения в этом узле и фаз токов в некоторых или во всех инцидентных этому узлу ветвях в зависимости от пропускной способности каналов связи. Полученные измерения могут решить ряд проблем, связанных с низкой избыточностью измерений, и существенно повысить эффективность решения задачи ОС.

В статье рассматриваются вопросы совместного использования информации, полученной от системы SCADA и устройств измерения комплексных величин (PMU) при решении задачи оценивания состояния ЭЭС на основе разработанного в ИСЭМ СО РАН метода контрольных уравнений [3]. Рассмотрены два подхода к использованию данных от PMU при ОС ЭЭС: непосредственное включение их в вектор измеряемых переменных и пересчет их в псевдоизмерения (ПИ) перетоков мощностей. Приведены новые алгоритмы формирования контрольных уравнений, показано, что для решения задачи ОС при использовании данных от PMU целесообразно использовать алгебраический метод формирования контрольных уравнений. Предложены алгоритмы обнаружения грубых ошибок в измерениях и расчета оценок. Рассмотрены различные критерии расстановки PMU при решении задачи ОС. Показано, что включение измерений от PMU в задачу ОС не вызывает существенных трудностей при модификации алгоритмов ОС на основе контрольных уравнений (КУ).

Методика совместного использования данных SCADA и PMU при ОС методом контрольных уравнений проверена в имитационных расчетах на 14-узловой тестовой схеме IEEE. Полученные результаты оценивания состояния ЭЭС с учетом и без учета данных PMU свидетельствуют о том, что данные PMU позволяют существенно повысить эффективность обнаружения грубых ошибок в измерениях и точность получаемых оценок.

2. МЕТОД КУ ДЛЯ ОС ЭЭС И ЕГО РАЗВИТИЕ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ PMU

2.1 Основная идея метода

Задача ОС состоит в поиске таких расчетных значений (оценок) измеряемых параметров режима \hat{y} , которые наиболее близки к измеренным значениям

¹ Работа выполнена при поддержке ведущей научной школы, грант НШ-1857.2008.8

\bar{y} в смысле некоторого критерия, в качестве которого чаще всего используется сумма взвешенных квадратов отклонений оценок от измерений:

$$J(y) = (\bar{y} - \hat{y})^T R_y^{-1} (\bar{y} - \hat{y}). \quad (1)$$

и удовлетворяют уравнению электрической цепи:

$$w(y, z) = 0, \quad (2)$$

связывающему измеренные y и неизмеренные z переменные режима, R_y — ковариационная матрица ошибок измерений.

При решении задачи ОС вводится понятие вектора состояния x , включающего модули U и фазовые углы δ узловых напряжений, для всех узлов ЭЭС, т.е. $x = (\delta, U)$. Такой вектор состояния однозначно определяет все остальные переменные режима. В этом случае в качестве уравнения (2) используются явные зависимости измеренных и неизмеренных переменных от x :

$$y = y(x), \quad (3)$$

$$z = z(x). \quad (4)$$

Уравнение (3) используется для определения компонент вектора состояния x по измеренным переменным, и задача ОС сводится к минимизации критерия (5):

$$J(x) = (\bar{y} - y(x))^T R_y^{-1} (\bar{y} - y(x)) \quad (5)$$

т.е. к поиску оценок вектора состояния \hat{x} . Затем, используя (4), ищутся оценки неизмеренных переменных.

Возможны и другие подходы к выбору критерия ОС [1].

Другая постановка задачи ОС была предложена в [3, 4]. Она состоит в использовании так называемых контрольных уравнений:

$$w_k(y) = 0, \quad (6)$$

которые могут быть получены при исключении неизмеренных переменных из уравнений установившегося режима ЭЭС (2).

После получения КУ задачу ОС можно свести к минимизации целевой функции (1) при ограничениях в виде системы КУ (6).

При использовании КУ задача ОС решается непосредственно в координатах вектора измеренных переменных, что дает ряд преимуществ по сравнению с традиционной постановкой (5): позволяет избежать искажения результатов ОС, вызванного эффектом размазывания ошибок, алгоритмы ОС по КУ менее трудоемки и имеют высокое быстродействие, так как порядок системы КУ, как правило, существенно ниже, чем порядок исходной системы УУР, используемой для получения КУ. Кроме того, полученные КУ позволяют обнаружить плохие данные перед выполнением процедуры ОС, при этом априори одновременно выявляются все идентифицируемые ошибочные измерения без повторения процедуры ОС, что делает предложенные алгоритмы быстродействующими и пригодными к использованию в задачах реального времени. Вместе с тем сохраняются проблемы, связанные с наличием критических измерений и критических групп и низкой

точностью оценок. Для решения этих проблем предлагается развитие метода КУ на основе совместного использования данных SCADA и PMU.

2.2 Алгоритмы формирования КУ

Контрольные уравнения могут быть получены из системы УУР (2) путем исключения неизмеренных переменных z . Для этого система (2) линеаризуется в точке \bar{y} , z_0 и разбивается на две подсистемы:

$$w_1(\bar{y}, z_0) = 0; \quad (7)$$

$$w_2(\bar{y}, z_0) = 0 \quad (8)$$

таким образом, чтобы из подсистемы w_1 можно было найти зависимости $z(y)$. Тогда, подставив полученные зависимости в w_2 , мы получим систему уравнений, в которые входят только измеренные параметры режима, т.е. контрольные уравнения (4).

Второй путь получения КУ — это использование переопределенной системы уравнений (3), из которой необходимо исключить вектор состояния x . Для этого уравнения (3) линеаризуются в точке x_0 и все измерения делятся на базисные y_B и избыточные y_H . Затем базисные измерения используются для вычисления компонент вектора состояния, а система КУ записывается для избыточных измерений в виде:

$$\bar{y}_H - y_H(x_0) = 0. \quad (9)$$

Методы получения КУ можно разделить на *топологические* и *алгебраические* [5].

Топологические методы построены на анализе топологии схемы и размещения на ней измерений. Как правило, они работают с линеаризованной специальным образом системой уравнений (2), которая позволяет разделить полную модель на активную и реактивную. КУ, полученные топологическими методами отдельно для активной и реактивной модели, широко используются для обнаружения плохих данных, а также в алгоритмах идентификации дисперсий ТИ [5].

Алгебраические методы появились позднее. В этих методах для разделения (2) на w_1 , w_2 , а также выбора базисного состава измерений из (3) используются различные процедуры треугольной факторизации матриц — это может быть метод Гаусса, Краута, ортогональные преобразования. Особенность заключается в том, что факторизация выполняется для прямоугольных матриц. Наибольший эффект эти методы дают применительно к постановке (3), (9), а полученные КУ — при решении задачи расчета оценок методом контрольных уравнений.

При совместном использовании данных SCADA и PMU для ОС в вектор измерений добавляются измерения фаз узловых напряжений δ_i и фазовых углов между токами в ветвях и узловым напряжением Φ_{ij} . При этом возможны два подхода к использованию данных от PMU в алгоритмах формирования КУ. Первый подход — включение в систему УУР (2) для фор-

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

мирования КУ уравнений, в которые входят фазы и модули узловых напряжений и токов в ветвях. Это могут быть уравнения вида:

$$\sqrt{3} I_{ij} U_i \cos(\varphi_{ij}) - P_{ij} = 0, \quad (10)$$

$$\sqrt{3} I_{ij} U_i \sin(\varphi_{ij}) - Q_{ij} = 0, \quad (11)$$

связывающие измерения в линиях, или аналогичные уравнения для измерений в узлах. Уравнения (10)–(11) существенно нелинейны, их линеаризация для исключения неизмеренных переменных может вызвать заметные трудности и привести к потере точности. С другой стороны, большое разнообразие этих уравнений позволяет избежать этой процедуры, выбирая в качестве КУ те уравнения установившегося режима, которые сразу содержат только измеренные переменные. Например, если PMU установлено в узле i , и в ветви $i - j$ есть измерения перетоков активной и реактивной мощности у узла i , то в качестве КУ могут использоваться уравнения (10), (11). Если измерений перетоков у узла i нет, но есть измерения перетоков у узла j , то в качестве КУ можно использовать уравнения вида:

$$\sqrt{3} I_{ij} U_i \cos(\varphi_{ij}) - P_{ji} - \Delta P_{ij} = 0, \quad (12)$$

$$\sqrt{3} I_{ij} U_i \sin(\varphi_{ij}) - Q_{ji} - \Delta Q_{ij} + Q_{ij}^c = 0, \quad (13)$$

в которых потери активной и реактивной мощности $\Delta P_{ij}, \Delta Q_{ij}$ и мощность генерации линии Q_{ij}^c также могут быть вычислены через различные измеренные переменные.

2.3 Алгоритмы ОПД

Основная идея алгоритмов ОПД на основе КУ состоит в сравнении значений невязок КУ, вычисленных после подстановки измерений в КУ, с некоторым порогом, т.е. проверяется условие [5]:

$$|w_i| < d_i. \quad (14)$$

Невязка линеаризованного КУ — это алгебраическая сумма ошибок измерений, которые имеют нормальное распределение. Поэтому невязка также имеет нормальное распределение:

$$w_i \rightarrow N(0, \sigma_{w_i}^2)$$

с нулевым матожиданием и дисперсией, определяемой дисперсиями входящих в КУ измерений. Зная дисперсию невязки КУ и установленную вероятность ошибки α , легко определить этот порог d_i :

$$d_i = \gamma_\alpha \sigma_{w_i}$$

где:

γ_α — квантиль нормального распределения.

Измерения, входящие в КУ, для которых условие (14) выполняется, являются достоверными. В противном случае для поиска ошибочных измерений используются различные подходы: это могут быть логические правила [5], генетический алго-

ритм [6], подходы, использующие теорию свидетельств [5].

КУ, которые вновь введены в задачу ОПД, нелинейны. Поэтому необходимо определение значения порога этих уравнений. Для этого необходимо выяснить, каково распределение невязок нелинейного уравнения. На основе уравнений (10), (11), (12) были проведены тесты с помощью статистических гипотез, правила 3 сигма и статистического теста, размещенного в Интернете. Во всех случаях было подтверждено нормальное распределение выборок. Таким образом, для контроля невязок уравнения (10) — (13) и входящих в них измерений может быть использована рассмотренная выше методика.

Вторым, наиболее привлекательным и простым с точки зрения последующего применения в алгоритмах достоверизации измерений является, на наш взгляд, *пересчет измерений от PMU в псевдоизмерения (ПИ) перетоков активных и реактивных мощностей* в ветвях, т.е. в традиционные измерения SCADA. Например, ПИ перетоков в начале линии могут быть вычислены из уравнений (10), (11), а ПИ перетоков мощностей в конце линии — из (12), (13).

По известным перетокам мощностей во всех линиях, связанных с рассматриваемым узлом, могут быть вычислены псевдоизмерения инъекции этого узла, которые далее будут использованы при расчете установившегося режима. Полученные ПИ могут существенно повысить избыточность измерений в районах с низкой избыточностью, либо рассматриваться как дубли существующих измерений, но имеющие более высокую точность. Алгоритмы достоверизации измерений при этом остаются прежними. При решении задачи ОПД для схем с низкой избыточностью измерений возникает проблема критических измерений и критических групп, определение которых впервые было дано в [7]. Грубые ошибки в таких измерениях не могут быть обнаружены и приводят к искажению расчетного режима, поэтому важно определить критические измерения и критические группы до решения задачи ОС. Это легко можно сделать на основе анализа структуры КУ [8], полученной по измерениям SCADA, и затем, добавляя измерения PMU, добиваясь их ликвидации. Ниже будет рассмотрен метод расстановки PMU, позволяющий ликвидировать критические измерения и критические группы, используя минимальное количество PMU дополнительно к измерениям SCADA.

Добавление измерений от PMU к существующим в схеме ТИ повышает избыточность измерений и, как следствие, эффективность методов обнаружения плохих данных. Вместе с тем это может привести и к возникновению некоторых дополнительных проблем. Поскольку каждое PMU обеспечивает ЭЭС набором измерений, локализованных в области одного узла, то выход из строя одного PMU приведет к появлению группы взаимодействующих

плохих данных, что является очень неблагоприятной ситуацией практически для всех известных методов ОПД. Дополнительный контроль данных от PMU, осуществляемый в рамках WAMS, а также частичное дублирование данных PMU и SCADA позволяют снизить вероятность появления таких ситуаций.

2.4 Оценивание состояния ЭЭС на основе совместного использования данных SCADA и PMU

Задача ОС по контрольным уравнениям решается в два этапа: на первом этапе ищутся оценки измеренных параметров режима, входящих в КУ, т.е. их значения, удовлетворяющие этим уравнениям и в то же время наиболее близкие к измерениям в смысле критерия (1). На втором этапе выбираются базисные измерения для расчета оценок вектора состояния и неизмеренных переменных.

Для вычисления оценок измерений и вектора состояния x будем использовать КУ, полученные из УУР (3). Добавление измерений PMU в (3) не вызывает никаких проблем.

Поскольку процедура получения КУ из (3) связана с разделением измерений на базисные и избыточные, то одновременно с формированием КУ решается задача выбора базисных измерений и расчета компонент вектора состояния.

Для выбора базисного состава измерений и формирования КУ может быть использован метод Краута [5] с частичным выбором главного элемента, когда в качестве ведущего элемента выбирается максимальный по модулю элемент в столбце. После разложения матрица H может быть представлена в виде:

$$H = \begin{pmatrix} L_{11} \\ L_{21} \end{pmatrix} U_{11}, \quad (15)$$

где:

U_{11} и L_{11} верхняя и нижняя треугольные матрицы порядка $(2n - 1) \times (2n - 1)$ и L_{21} прямоугольная матрица размером:

$$(m - 2n + 1) \times (2n - 1),$$

где:

m — количество измерений,

n — количество узлов в схеме.

После несложных преобразований на месте нижней (избыточной) части матрицы H может быть получена матрица коэффициентов системы КУ:

$$D = L_{21} L_{11}^{-1}, \quad (16)$$

а сама система КУ записана в виде:

$$y_H - y_H(x_0) - L_{12} L_{11}^{-1} (\bar{y}_\delta - y_\delta(x_0)) = 0.$$

Такой способ формирования КУ позволяет одинаково легко осуществить выбор базисных измерений и вычислить коэффициенты системы КУ как при наличии, так и при отсутствии в векторе измерений данных от PMU.

3. РАССТАНОВКА PMU ПРИ ОС ПО ДАННЫМ SCADA И PMU

Для получения наиболее полной картины текущего состояния ЭЭС, которое в дальнейшем используется при решении задач оперативного управления, необходимы универсальные методы расстановки PMU, чтобы дополнить ими SCADA-измерения. Эти методы смогут выгодно представить самые лучшие качества задачи ОС, такие как:

- наблюдаемость расчетной схемы,
- идентифицируемость плохих данных,
- точность получаемых оценок.

Пусть SCADA-измерения обеспечивают наблюдаемость рассматриваемой схемы, но вследствие низкой избыточности в схеме есть критические группы и критические измерения. Для повышения избыточности измерений и исключения критических групп и критических измерений будем добавлять PMU в узлы схемы, с этой целью применим генетический алгоритм (ГА). Каждый вариант решения — комбинация PMU на данной схеме — кодируется битовой строкой, где единицы обозначают наличие PMU в узле, а нули — их отсутствие. Длина битовой строки равна числу узлов в схеме. Начальная популяция решений формируется случайным образом, для каждой особи подсчитывается фитнес-функция Fit :

$$Fit = \frac{\eta_{def}}{\eta_{mc} + \eta_{cc} + \sum_{i=1}^k c_i \eta_{PMU_i} + const},$$

где:

η_{mc} — число критических измерений,

η_{cc} — число критических групп,

η_{PMU_i} — число установленных PMU,

c_i — цена единицы PMU,

$\eta_{def_j} = \sum_j \Delta_j$ — дефицит j -го варианта расстановки PMU, который определяется дефицитами узлов

$$\Delta_i = K_{PMU_i} - K_{SCADA_i}$$

(разница между измерениями, полученными при установке PMU в i -том узле, и измерениями, пришедшими от SCADA). Дефициты для всех узлов рассчитываются до работы ГА.

Затем вся популяция упорядочивается по степени убывания значений Fit и особи с большими значениями Fit участвуют в создании следующего поколения.

Решение будет оптимальным, если достигнуто полное исчезновение критических групп и критических измерений в рассматриваемой схеме и при минимальном числе PMU и максимальном η_{def_j} .

При наличии нескольких равноценных вариантов дополнительно применяется критерий, обеспечивающий максимальную точность оценок вектора состояния:

$$\max \det [P_\delta, P_u]$$

где:

P_δ, P_u — ковариационные матрицы оценок вектора состояния (δ, U) .

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Следует отметить, что применение ГА при выборе варианта расстановки PMU позволяет применить сочетание различных критериев.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

4.1 Тестовая схема

Для иллюстрации эффективности применения данных PMU при ОС методом КУ рассмотрим активную модель 14-узловой тестовой схемы IEEE [9]. Схема с измерениями активной мощности, поступающими от системы SCADA, показана на рис. 1. В качестве уравнений (2) для формирования КУ использовались линеаризованные уравнения баланса активной мощности в узлах и ветвях схемы и уравнения разностей фаз по ветвям контура [5].

После исключения неизмеренных переменных было получено 5 КУ, структура которых приводится ниже:

1. $P_{1-5}, P_{1-2}, P_{5-2}$
2. $P_{4-9}, P_{4-7}, P_{9-10}, P_{9-14}, P_9$
3. $P_{6-11}, P_{6-13}, P_{13}, P_{12-13}, P_{9-14}, P_{9-10}, P_{10}$
4. $P_{6-13}, P_{6-12}, P_{12-13}$
5. $P_{5-2}, P_6, P_{6-12}, P_{6-13}, P_{6-11}, P_{13}, P_{12-13}, P_{9-14}, P_{4-9}, P_3, P_{2-3}$

ТИ P_{7-8} не входит в КУ, следовательно, оно является критическим. В результате анализа структуры КУ были выявлены 3 критические группы: $\{P_{1-2}, P_{1-5}\}$; $\{P_{4-7}, P_9\}$; $\{P_3, P_6, P_{2-3}\}$ — измерения каждой группы все вместе входят только в одно КУ.

Генетический алгоритм расстановки PMU указал места размещения PMU для ликвидации критических измерений и критических групп — узлы № 2, 6 и 7.

4.2 Достоверизация измерений

Установка PMU в узлах 2, 6, 7 позволяет добавить к ТИ SCADA следующие измерения: $\delta_2, U_2, I_{2-1}, I_{2-3}, I_{2-4}, I_{2-5}, \delta_6, U_6, I_{6-5}, I_{6-11}, I_{6-12}, I_{6-13}, \delta_7, U_7, I_{7-4}, I_{7-8}, I_{7-9}$. Достоверизация измерений в узлах с PMU и в линиях, инцидентных им, выполняется с помощью КУ (10).

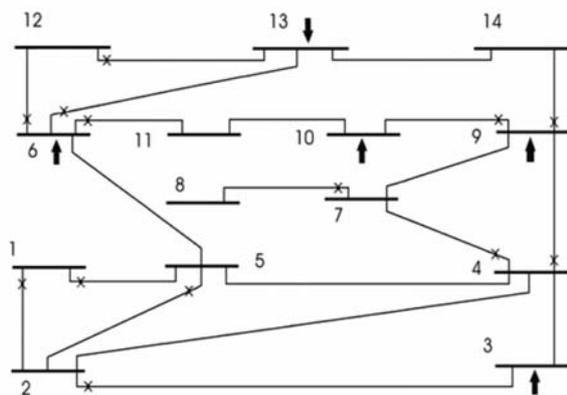


Рис. 1. 14-узловая тестовая схема IEEE с измерениями активной мощности

x — ТИ перетоков; ↑ — ПИ инъекций в узлах

В это КУ подставляются значения измерений от PMU ($U_2 = 380$ кВ, $I_{2-3} = 0,1094$ кА) и значение перетока, полученного от системы SCADA $P_{2-3} = 72$ МВт, и вычисляется невязка КУ: $w = 3,8$ МВт. Пороговое значение невязки вычисляется в соответствии с методикой, описанной в разделе 2.3, и для данного КУ $d = 9,5$. Поскольку полученная невязка не превышает порога, то делается вывод о том, что значение ТИ $P_{2-3} = 72$ МВт достоверно.

При наличии грубой ошибки в этом ТИ ($P_{2-3} = 100$ МВт) невязка КУ, равная $w = 31,8$ МВт, превышает порог, что свидетельствует о наличии в ТИ P_{2-3} ошибки. По измерениям от ПИ PMU из уравнения (10) можно вычислить значение ПИ для этого ТИ ($P_{2-3}^{ПИ} = 74,2$ МВт) и использовать его при расчете оценок.

Пересчет измерений от PMU в псевдоизмерения и использование их достоверизации ТИ рассмотрим на примере установки PMU в узле 2. Полученные от PMU измерения дают возможность вычислить ПИ $\tilde{P}_{2-1}, \tilde{P}_{2-5}, \tilde{P}_{2-4}, \tilde{P}_{2-3}$ и составить 4 новых КУ, в которые входят следующие измерения (ТИ и ПИ):

1. $\tilde{P}_{2-1}, \bar{P}_{1-2}$;
2. $\tilde{P}_{2-5}, \bar{P}_{5-2}$;
3. $\tilde{P}_{2-3}, \bar{P}_{2-3}$;
4. $\tilde{P}_{2-3}, P_3, \bar{P}_4, \bar{P}_{4-9}, \bar{P}_{4-7}, \tilde{P}_{2-4}$.

Благодаря этим уравнениям ТИ P_{1-2}, P_{1-5}, P_3 и P_{2-3} уже не входят в критические группы и грубые ошибки в них могут быть обнаружены с помощью обычного алгоритма идентификации, построенного на логических правилах [5].

4.3 Оценивание состояния

Оценивание состояния для данной схемы было выполнено для разного состава измерений (при наличии и отсутствии PMU в узлах 2, 6, 7) и при наличии или отсутствии грубой ошибки в измерении P_{2-3} , входящем в критическую группу.

Качество результатов оценивания состояния оценивалось значением целевой функции оценивания состояния в точке решения \hat{x} :

$$\varphi = \sum_{i=1}^m \frac{(\bar{y}_i - y_i(\hat{x}))^2}{\sigma_i^2} \rightarrow \min, \quad (17)$$

Важным показателем качества полученных оценок также является число обусловленности базисной матрицы Якоби H_b :

$$\text{cond}(H_b) \rightarrow 1. \quad (18)$$

Качественным является результат, удовлетворяющий критерию (17). Наиболее независимый от погрешностей в исходных данных результат определяется критерием (18). Чем ближе число обусловленности к единице, тем меньше погрешности исходных данных влияют на результат оценивания состояния

Таблица 1

Значения критериев φ и $cond(H_6)$

Наличие PMU	Схема без PMU		Схема с PMU	
	достоверное	ошибочное	достоверное	ошибочное
Значение ТИ P_{2-3}				
Критерий φ	1.56	13	1.90	1.92
Критерий $cond(H_6)$	17	17	7.2	7.2

ЭЭС и тем выше точность полученных оценок. Включение измерений модулей и фаз узловых напряжений в состав базисных измерений позволяет существенно улучшить критерий (18).

В табл. 1 показаны значения критериев φ и $cond(H_6)$, полученных при выполнении расчетов для рассматриваемой схемы.

Как следует из таблицы, без использования дополнительных измерений, в данном случае измерений от PMU, ошибка в ТИ P_{2-3} не может быть обнаружена, ошибочное измерение переходит в задачу ОС и искажает результаты оценивания, о чем свидетельствует увеличение целевой функции в точке решения с 1.56 до 13. Установка PMU в узле 2 позволяет обнаружить грубую ошибку в этом измерении и заменить его псевдоизмерением, вычисленным на основе данных PMU. Поэтому значение целевой функции в этом случае практически не изменилось.

Значение критерия $cond(H_6)$ в выполненных расчетах свидетельствует о том, что результат ОС ЭЭС более устойчив к погрешностям в исходных данных при наличии в векторе измерений модулей и фазнапряжений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Свойства решения задачи ОС могут быть существенно улучшены при использовании данных PMU. Максимальный эффект от применения PMU при оценивании состояния ЭЭС может быть достигнут при совместном использовании данных от PMU и традиционных ТИ системы SCADA.

2. Предложено развитие метода КУ для ОС ЭЭС на основе совместного использования данных SCADA и PMU. Приведены новые алгоритмы формирования КУ, достоверизации измерений и расчета оценок на основе КУ. Показано, что включение измерений от PMU в задачу ОС не вызывает существенных трудностей при модификации алгоритмов ОС на основе КУ.

3. Методика совместного использования данных SCADA и PMU при ОС методом КУ проверена в имитационных расчетах на тестовой схеме. Полученные результаты свидетельствуют о том, что данные PMU позволяют существенно повысить эффективность алгоритмов ОПД и точность получаемых оценок при ОС.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Оценивание состояния в электроэнергетике / Гамм А.З., Герасимов Л.Н., Голуб И.И. и др. М.: Наука, 1983.
- [2] A.G. Phadke. Synchronized Phasor Measurements. A Historical Overview // IEEE/PES Transmission and Distribution Conference, 2002, vol. 1, P. 476–479.
- [3] Гамм А.З., Колосок И.Н. Усовершенствованные алгоритмы оценивания состояния электроэнергетических систем. // Электричество, 1987, № 11. С. 25–29.
- [4] Конторович А.М., Тараканов А.А. Выдерживание точных измерений при оценивании состояния электрических систем. // Информационное обеспечение диспетчерского управления в электроэнергетике. Новосибирск: Наука, 1985. С. 63–68.
- [5] Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах. Новосибирск: Наука, 2000.
- [6] Колосок И.Н., Заика Р.А. Исследование эффективности применения генетических алгоритмов для достоверизации телеизмерений при оценивании состояния ЭЭС // Известия РАН. Энергетика, 2003, № 6. С. 39–46.
- [7] Clements K. A., Krumpholz G.R., Davis P.W. Power System State Estimation with Measurement Deficiency: An Observability/Measurement Placement Algorithm. // IEEE Trans. on Power Systems. July 1983. Vol. PAS 102, № 7. P. 2012–2020.
- [8] Глазунова А.М., Колосок И.Н. Достоверизация критических измерений и критических групп на основе контрольных уравнений при оценивании состояния ЭЭС // Труды Всероссийской конференции «Энергетика России в XXI веке: развитие, функционирование, управление» (Иркутск, 2006). С. 696–704.
- [9] Do Couto Filho M.B., Souza J.C.S., de Marcus F.M.F., Schilling M.Th. Identifying Critical Measurement & Sets for Power System State Estimation. // Proc. of 2001 IEEE Porto PowerTech Conference on CD ROM.

Система мониторинга запасов устойчивости энергосистемы по данным СМПР

А.В. Данилин, ООО «АльтероПауэр»,
В.Л. Прихно, Институт электродинамики НАН, Украина
А.В. Жуков, А.Т. Демчук, ОАО «СО ЕЭС», Россия,
dat@so-cdu.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Система мониторинга переходных режимов (СМПР), система мониторинга запасов устойчивости, перетоки мощности, допустимые перетоки.

1. ВВЕДЕНИЕ

Для решения задач оперативно-диспетчерского управления режимами энергосистем ОЭС (ЕЭС) необходимой информацией являются ограничения перетоков мощности в соответствии с пропускной способностью электрических сетей. В практике диспетчерского управления допустимые перетоки (ограничения) рассчитываются заранее с помощью традиционных методов и, как правило, определяются величинами, полученными в наиболее неблагоприятных расчетных режимах. Это приводит к необоснованным ограничениям перетоков мощности, отступлению от оптимальных условий ведения режима и в результате к снижению экономических показателей энергосистем.

Для всего многообразия схемно-режимных ситуаций невозможно заранее определить сетевые ограничения, поэтому возникла необходимость создания и внедрения в эксплуатацию программного комплекса для определения опасных сечений в системообразующей сети и их пропускной способности в условиях реального времени при адаптивной реакции на изменения схемы электрической сети — системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ).

2. ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ СМЗУ

Система мониторинга запасов устойчивости:

- определяет опасные сечения в текущей схеме основной сети;
- определяет максимальные и аварийные допустимые перетоки в опасных сечениях по условиям статической устойчивости;
- позволяет прогнозировать пропускную способность опасных сечений в различных схемно-режимных ситуациях;
- позволяет проводить расчеты и определять «узкие места» в различных перспективных схемах.

При этом комплекс СМЗУ:

- обеспечивает надежность ведения режима энергосистем;
- позволяет получить экономический эффект за счет снятия ограничений перетоков мощности по опасным сечениям в реальном времени;
- позволяет максимально использовать экономичные, конкурентоспособные электростанции, снизить объемы ограничений потребителей.

Источником информации для работы технологических алгоритмов служит текущий установившийся режим, полученный на основе телеметрии программой «Оценивание режима работы энергосистем».

Оценивание состояния является базовой задачей комплекса оперативно-диспетчерского управления. В результате ее решения формируется информационная модель текущего или ретроспективного установившегося режима. Впоследствии на основе этой модели решаются другие задачи, в частности — имитационного моделирования, проверки устойчивости, надежности и оптимизации. Очевидно, от качества результатов оценивания существенно зависит и эффективность решения всех перечисленных задач, обеспечивающих оперативно-диспетчерское управление.

С 2005 года в ЕЭС России внедряется система мониторинга переходных режимов, позволяющая наблюдать с высокой точностью мгновенные значения токов и напряжений в различных точках электрической сети, измерять абсолютные и относительные фазовые углы, синхронизированные по времени с точностью до 1 мс.

В связи с внедрением устройств СМПР (развитие WAMS-технологии) появилась возможность использования в оценивании состояния измерений разностей фаз напряжений между объектами, на которых эти устройства установлены. Можно ожидать, что расширение состава измеряемых параметров будет весьма полезно при решении задачи оценивания состояния.

При этом следует выделить следующие положительные моменты:

- Наличие дополнительных измерений увеличивает надежность системы при отказах отдельных измерительных каналов.

- Возрастает обоснованность решений в процессе отбраковки измерений, содержащих грубые ошибки.
- Повышается вероятность выработки правильных рекомендаций при проверке состояния топологии сети.
- Наличие прямых измерений независимых переменных, к которым относятся модули и фазы напряжений узлов, повышает устойчивость вычислительного процесса (за счет улучшения свойств матриц Якоби).
- Более высокая точность дополнительных измерений способствует повышению точности оценки режима в целом.

Описанные изменения в структуре измерений обусловили необходимость существенной модернизации программы оценивания состояния.

3. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАБОТ, СВЯЗАННЫЕ С МОДЕРНИЗАЦИЕЙ МОДУЛЯ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ

Задача оценивания состояния является комплексной и включает несколько взаимосвязанных подзадач, к которым прежде всего относятся:

- проверка состояния топологии сети;
- проверка наблюдаемости режима и при необходимости восполнение дефицита телеметрической информации;
- отбраковка грубых ошибок в измерениях;
- расчет режима в соответствии с принятым критерием оценивания.

В качестве основы алгоритма оценивания состояния в ПК КОСМОС используется метод взвешенных наименьших квадратов. Сбалансированный электрический режим определяется в результате минимизации следующей целевой функции:

$$f = \sum_{i=1}^n r_i \cdot [z_i - \bar{z}_i(\dot{u})]^2$$

где:

n — число измерений;

z_i — значение i -го измерения;

$\bar{z}_i(\dot{u})$ — функция, отражающая зависимость между i -м измерением и независимыми параметрами — составляющими комплексных узловых напряжений;

r_i — весовой коэффициент, характеризующий точность i -го измерения.

При решении задач, связанных с расчетами электрических режимов, в качестве независимых параметров используются, как правило, либо модули и фазы напряжений (полярные координаты), либо составляющие узловых напряжений (прямоугольные координаты). Опыт и многочисленные исследования показывают, что однозначно сделать вывод о преимуществах одной из систем координат невозможно. Однако в конкретных случаях специфика решаемой задачи предопределяет выбор. Так, при решении задачи оп-

тимизации режимов по реактивным мощностям и напряжениям предпочтительнее использование полярных координат. Это связано с тем, что в процессе решения задачи возникает необходимость учета большого числа ограничений по уровням напряжений и эти ограничения накладываются непосредственно на независимые переменные, а не на функции от них (что было бы, очевидно, необходимо при использовании прямоугольных координат).

Для решения задачи оценивания состояния явных преимуществ выбор системы координат до последнего времени не давал. Исторически сложилось, что для решения задачи оценивания состояния в качестве независимых переменных используются продольные и поперечные составляющие узловых напряжений, т. е. расчет ведется в прямоугольных координатах. Однако открывающиеся возможности непосредственных измерений углов фаз напряжений требуют пересмотра подхода к выбору системы координат. Очевидно, лучше учитывать разности непосредственно независимых переменных, чем функций от них. В связи со сказанным актуальной становится задача обеспечения возможности оценивания состояния и в полярных координатах. При этом ранее реализованный алгоритм с использованием прямоугольных координат должен быть сохранен. Выбор того или иного подхода должен определяться технологом. Предполагается, что для этой цели должна быть введена программная константа, определяющая выбор системы координат.

Кроме сказанного, преимущество использования полярной системы координат состоит в том, что при полном доверии к измерениям углов проще осуществляется фиксация расчетных величин на уровне измеренных. По сути, уменьшается размерность задачи — фазы некоторых углов могут быть выведены из числа независимых переменных. По завершении итерационного расчета они могут быть определены непосредственно по измерениям разности фаз.

В целевой функции задачи оценивания состояния используются весовые коэффициенты, характеризующие точности измерений. Однако участие в целевой функции абсолютно разнородных измерений — мощностей и углов — вызывает сложности с обоснованной установкой весовых коэффициентов. Для определения весовых коэффициентов при измерениях углов предлагается подход, основанный на следующих соображениях. Если рассмотреть схему, состоящую из двух узлов и одной ветви, то в качестве весового коэффициента для измерения угла между узлами можно принять величину $\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_{ij}}$

которая определяется как параметрами ветви, так и параметрами режима. Для обоснованного определения весового коэффициента измерения угла между любыми узлами в сложно-замкнутой схеме необходимо выполнить эквивалентирование. При эквива-

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

лентировании должны быть сохранены лишь те два узла, между которыми выполняется измерение. Весовой коэффициент будет определяться параметрами эквивалентной связи и исходными приближениями по напряжению.

Поскольку операция эквивалентирования должна выполняться многократно для всех пар узлов, между которыми существуют измерения, то целесообразно ее выполнять в два этапа. Сначала необходимо исходную схему заменить эквивалентной, в которой оставлены лишь те узлы, между которыми имеются измерения, а затем из эквивалентной, значительно меньшего размера, формируется набор двухузловых эквивалентов. Поскольку, как было отмечено, величины определяемых подобным образом коэффициентов зависят не только от параметров сети, но и от режима (напряжений по концам), то для эквивалентирования следует подобрать близкий базовый режим (с учетом реального состояния топологии). При циклических расчетах для эквивалентирования может использоваться результат предыдущего расчета.

4. МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Описанные доработки, связанные с возможностью учета дополнительных измерений (разностей фаз напряжений узлов и токов) приведут к существенной переработке и расчетного модуля, и сервисной подсистемы ПК.

Что касается расчетного модуля, то изменения прежде всего коснутся следующих модулей и подсистем:

1. Должно быть обеспечено выполнение оценивания в полярных координатах и разработан новый модуль расчета производных измеряемых величин по модулям и фазам напряжений узлов.
2. Должен быть разработан модуль определения весовых коэффициентов для измерений фаз углов.
3. Необходима модернизация подсистемы анализа наблюдаемости с целью учета дополнительных измерений углов и токов.
4. Модули, связанные с отбраковкой измерений, содержащих грубые ошибки, должны быть доработаны с целью выявления ошибочных величин среди измерений разностей углов напряжений в узлах схемы замещения.
5. Алгоритм учета ограничений должен быть доработан таким образом, чтобы обеспечивалась, при необходимости, фиксация разностей углов фаз напряжений и токов в узлах, вызывающих максимальное доверие.

Для автономного расчетного модуля оценивания состояния необходима разработка подпрограммы с целью обеспечения возможности ввода измерений фаз напряжений узлов из базы данных. При этом способ получения информации (посредством дополнительных функций или иным образом) должен быть определен разработчиками базы данных.

Доработки сервисной подсистемы ПК КОСМОС должны прежде всего обеспечить:

1. Возможность привязки дополнительных измерений. С этой целью в базе данных должны быть зарезервированы поля для задания номеров измерений разностей фаз и токов в узлах и ветвях схемы, а также занесения самих измерений (после запроса телеметрической информации за указанное время).
2. Отображение в табличном виде измеренных и расчетных величин, а также отклонений, разностей фаз и токов в узлах и ветвях схемы.
3. Отображение измеренных и расчетных величин на графических изображениях.

Ядром комплекса является технологический алгоритм расчета предельных перетоков мощности в электрической сети, основанный на методах разрабатываемых ОАО «НИИПТ».

Для задачи «Предельные перетоки» возникает задача определения максимально информативного набора векторов утяжеления. В реализованном варианте предполагается задание векторов в виде изменения режима генерации и потребления в ОЭС. Каждый вариант утяжеления исходного режима должен быть определен кусочно-линейной функцией изменений инъекций активной мощности в заданном списке узлов (подмножество J) от некоторого общего для всей системы аргумента. Параметры кусочно-линейной функции должны быть заданы непосредственно коэффициентами участия (KU_j) каждого узла из J и диапазоном возможного изменения инъекций в этом узле ($P_{j \min}, P_{j \max}$). На каждом линейном участке однозначно определен вектор изменения режима (ВИР) в координатах узловых инъекций активных мощностей, а следовательно, и в координатах перетоков на этом линейном участке.

Для каждого ВИР автоматически определяется опасное сечение.

Известно, что для адаптивных алгоритмов, работающих в реальном времени, первоочередной задачей является составление расчетной схемы энергосистемы и обеспечение ее исходной телеинформацией.

Для удовлетворительного выполнения противоречивых требований, предъявляемых адаптивными алгоритмами: точности решения и быстроты действия в реальном времени, будет разработана программа формирования расчетной схемы энергосистемы — эквивалентирование. Эта программа должна работать вне комплекса, расчетная схема создается предварительно.

5. ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС СМПР НА ПРИМЕРЕ СМЗУ СРТО

Одним из первых широкомасштабных работ по созданию системы мониторинга запасов устойчивости является проект для северных районов Тюменской области (СМЗУ СРТО).

При создании СМЗУ СРТО ставятся следующие цели:

- повышение допустимых перетоков мощности по линиям электропередачи северных районов Тюменской области;
- повышение надежности энергосистемы;
- получение от первичных регистраторов аварийной и текущей информации о состоянии и режимах работы элементов основной сети ЭЭС (электростанций, подстанций, ЛЭП);
- накопление данных, отражающих протекание аварийных событий и натуральных испытаний, с целью их дальнейшего исследования;
- исследование возможности использования значений фазовых углов для оперативного и автоматического управления текущим режимом работы ЭЭС, для совершенствования систем оценки надежности режима и противоаварийной автоматики.

Чем же отличается СМЗУ от существующих систем сбора и обработки информации филиала ОАО «СО ЭЭС» Тюменское РДУ (телемеханика, SCADA + EMS)?

Прежде всего СМЗУ строится на базе регистраторов СМПР, отличительной особенностью которых является синхронность производства измерений при помощи спутниковых сигналов точного времени GPS (в перспективе — ГЛОНАС).

Какую ценность имеют синхронные измерения? Известно, что разность фазовых углов напряжений по линии электропередачи — это показатель потока активной мощности, передаваемой по ней (нагрузка на линию). Периодическое изменение фазового угла является результатом периодически изменяющегося перетока, что, в свою очередь, является высокочувствительным индикатором нестабильности энергосистемы. Простое измерение мощности перетока является одним из индикаторов нестабильности. Измеренные колебания фазовых углов (что возможно только при полной синхронности измерений) могут помочь значительно точнее определить источник проблем.

Измерения абсолютных фазовых углов, а следовательно и относительных фазовых углов напряжений, предоставляют технологам СО новый мощный инструмент для управления энергосистемой и исследования ее поведения.

Рассмотрим, из чего состоит СМЗУ СРТО.

Условно комплекс делится на три составляющие:

- измерительная системы;
- система сбора данных;
- информационная расчетная система.

Обсудим каждую из них подробнее.

6. ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА

Измерительная система располагается на объектах управления (4 подстанции, 2 электростанции) и состоит из измерительных трансформаторов тока и напряжения, регистраторов СМПР и необходимой коммуникационной обвязки.

В ряде случаев регистраторы или измерители-преобразователи могут быть объединены в измерительный комплекс, состоящий также из промышленных ЭВМ и устройств телекоммуникаций.

Фактически регистратор представляет собой PMU (Phasor Measurement Unit) с расширенным составом функций по производству измерений и их предварительной обработке (многофункциональное измерительное устройство).

Регистраторы снабжены спутниковыми часами (GPS) и производят измерение следующих параметров: δ (фазовый угол), U (напряжение), I (ток) P (активная мощность), Q (реактивная мощность), ω (частота), T (астрономическое время).

Измерения производятся с периодичностью в 20 мс.

Для создания СМЗУ СРТО рекомендованы к использованию два типа регистраторов:

- Arbiter 1133A (Arbiter Systems, USA)
- SMART-WAMS (на базе МИП–2, РТ-Софт, Россия).

Регистраторы могут представлять собой как законченный вариант измерительной системы (Arbiter 1133A) с предоставлением интерфейса обмена данными по Ethernet (TCP/IP), так и вариант, требующий промежуточного устройства приема/обработки и предоставления информации (SMART-WAMS представляет собой объединение в одном шкафу до 6 измерителей-преобразователей МИП–1 или МИП–2 и промышленной ЭВМ).

Регистраторы могут быть физически объединены в монтажный шкаф, обеспечивающий требования по электромагнитной совместимости и содержащий системы гарантированного электропитания, дополнительные вычислительные и коммуникационные устройства.

Измерительная система обеспечивает поток измеряемых и вычисляемых данных на следующий уровень СМЗУ (систему сбора данных) посредством канала передачи данных, представляющего собой два физических канала с пропускной способностью не менее 256 кбит/с (или не менее 128 кбит/с на одно наблюдаемое присоединение).

Принятый в СМЗУ протокол обмена информацией — IEEE C37.118.

7. СИСТЕМА СБОРА ДАННЫХ

Система сбора данных (ССД) территориально располагается в ДМЗ вычислительной сети Тюменского РДУ и представляет собой отказоустойчивый кластер на базе двух двухпроцессорных серверов производства IBM (System X3550).

Основные задачи системы сбора:

- обеспечение сбора и сохранения данных параметров δ (фазовый угол), U (напряжение), I (ток), P (активная мощность), Q (реактивная мощность), ω (частота), T (астрономическое время), полученных от измерительных устройств в режиме реального времени;

- обеспечение архивирования для полученных на объектах управления (ФСК, ГК, крупных потребите-

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

лей) данных измерений с заданной периодичностью и глубиной;

- производство операций предоставления выборки текущих значений для запроса от информационной расчетной системы на заданном интервале времени. ССД СМЗУ СРТО предназначена для автоматизированного сбора и обработки информации, поступающей от измерительных устройств (регистраторов переходных режимов), расположенных на объектах ФСК и генерирующих компаний северных районов Тюменской области.

Система позволяет накапливать данные, отражающие протекание аварийных событий и натуральных испытаний, с целью их дальнейшего исследования.

Особенностью реализации ССД является возможность одновременного сбора данных от всех измерительных систем комплекса в темпе процесса с минимальными задержками.

При проектировании ССД акценты делаются на интеграции с корпоративной интеграционной транспортной системой ОАО «СО ЕЭС» и на возможности создания на базе ССД системы мониторинга динамических характеристик энергосистемы.

8. ИНФОРМАЦИОННАЯ РАСЧЕТНАЯ СИСТЕМА

Информационная расчетная система (ИРС) территориально располагается в защищенном сегменте вычислительной сети Тюменского РДУ и представляет собой два отказоустойчивых кластера на базе двух двухпроцессорных серверов производства IBM (System X3550) и дисковой стойки IBM DS4700.

ИРС СМЗУ СРТО предназначена для автоматизированной обработки информации, поступающей от измерительных устройств (регистраторов переходных режимов), расположенных на объектах ФСК и генерирующих компаний северных районов Тюменской области, а также от системы сбора и обработки телеметрии (SCADA).

Система позволяет отслеживать параметры электрического режима в энергообъединениях с целью мониторинга режимов работы электротехнического оборудования, устойчивости узлов нагрузки, оценки состояния энергосистемы, расчета допустимых перетоков мощности, колебаний частоты и мощности, анализ причин возникновения аварий.

С точки зрения архитектуры ИРС состоит из набора взаимосвязанных компонентов инфраструктурного типа (обеспечивающих среду выполнения технологических алгоритмов и задач) и прикладного типа (реализация технологических алгоритмов и процедур приема/обработки данных).

К компонентам инфраструктурного типа относятся:

- система управления заданиями (Супервизор);
- система оповещения и регистрации событий;
- система архивирования;
- система управления базами данных и сервис доступа к данным.

К компонентам прикладного типа относятся:

- система приема информации от SCADA и ССД;
 - модернизированный модуль оценки состояния;
 - модернизированный модуль расчета максимально допустимых перетоков и определения опасных сечений;
 - комплекс отображения и управления работой.
- При создании ИРС ставятся следующие цели:
- обеспечить пользовательский интерфейс для отображения информации в реальном режиме времени;
 - обеспечить возможность управления процессом вычислений;
 - обеспечить включение в расчеты и отображение информации с измерительных устройств СМЗУ;
 - обеспечить возможность взаимодействия с модернизированным комплексом «Космос», модулем АРМДП и с системой сбора данных;
 - обеспечить возможность работы в рабочем режиме на реальных данных и в режиме прогнозирования на тестовых данных.

Одной из наиболее интересных особенностей реализации ИРС является возможность одновременного расчета МДП и ОС по двум разным алгоритмам (НИИПТ, ТехСистем Групп) для определения корректности расчетов в различных схемно-режимных ситуациях. Кроме практических целей, такой подход позволяет заложить исследовательскую функцию для перехода к следующему этапу — созданию системы управления на базе информации от СМПР.

Комплекс должен обеспечивать работу в безостановочном режиме «7x24» с коэффициентом готовности не менее 0,999. Его проектирование и реализация выполняются с учетом опыта создания централизованной системы противоаварийного управления и особенностей построения ИТ-инфраструктуры ОАО «СО ЕЭС».

9. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Комплекс СМЗУ позволит получить экономический эффект за счет снятия ограничений перетоков мощности по опасным сечениям в реальном времени и снизить объем ограничений потребителей.

Опыт создания и внедрения современных устройств противоаварийной автоматики АПНУ и перспективы их развития

**А.Б. Осак, А.В. Домышев,
И.В. Сорокин, ИСЭМ СО РАН**

Противоаварийная автоматика (ПА) предназначена для ограничения развития и прекращения аварийных режимов в энергосистеме. Важнейшей ее задачей является предотвращение общесистемных аварий, сопровождающихся нарушением электроснабжения потребителей на значительной территории [1].

В настоящее время в ЕЭС России активно идет процесс модернизации устаревших, в первую очередь в части материальной базы, устройств и комплексов и перевода их на микропроцессорную и компьютерную базу. Дополнительно идет установка комплексов ПА на вновь вводимых объектах (электростанциях и электрических подстанциях высокого напряжения).

Одной из самых сложных и важных систем противоаварийной автоматики являются устройства и комплексы автоматического предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) энергосистемы.

В данной статье предлагается ознакомиться с опытом создания таких современных комплексов, а также рассмотреть возможные направления развития комплексов противоаварийной автоматики в будущем.

Авторы принимали участие в работах по созданию комплексов противоаварийной автоматики начиная с 2003 г. на Зейской ГЭС, Бурейской ГЭС и Иркутской энергосистеме.

Первой работой, в которой принимали участие авторы, были пуско-наладочные работы, проводимые совместно с ОАО «СибНИИЭ» и ЗАО «ЛПУ», на централизованном комплексе противоаварийной автоматики (ЦКПА) Зейской ГЭС [2, 3]. ЦКПА Зейской ГЭС решает задачи АПНУ ОЭС Востока.

ЦКПА Зейской ГЭС представляют собой дублированные контроллеры автоматики дозирования воздействий (АДВ), дублированные центральные приемопередающие станции (ЦППС), устройства контролируемых пунктов (КП), расположенные как на Зейской ГЭС, так и на смежных подстанциях. Поставку оборудования ЦКПА Зейской ГЭС выполняла компания «РТ-Софт».

Отличительной чертой ЦКПА Зейской ГЭС является взаимодействие с устройством многократного электрического торможения (ЭТ) гидрогенераторов Зейской ГЭС [2]. Управление ЭТ с автоматическим контролем допустимой длительности периода многократного ЭТ выполнено отдельной системой управления, разработанной в СибНИИЭ.

Дублированные контроллеры АДВ являются двумя идентичными комплектами оборудования на базе про-

мышленной платформы CompactPCI, являющейся высоконадежной PC-совместимой платформой. На этих контроллерах функционирует основной алгоритм ЦКПА, а также реализован ввод аварийных дискретных сигналов пусковых органов (ПО) и выдача дискретных сигналов управляющих воздействий (УВ).

С помощью специальной релейной схемы реализован алгоритм переключения «главный-ведомый» для дублированных контроллеров АДВ. Обработка доаварийной информации и сигналов ПО осуществляется по одинаковому алгоритму на обоих контроллерах. Но операция выдачи УВ разрешена только для контроллера, находящегося главным в данный момент.

Комплекс ЦКПА Зейской ГЭС был создан и введен в эксплуатацию в 2004 году взамен морально устаревшего в аппаратной части комплекса ТА-100 Зейской ГЭС, разработанного еще в 70-х годах 20 века, который не позволял адаптировать алгоритм своей работы под активно развивающуюся ОЭС Востока. Хотя надежные и проверенные временем алгоритмы комплекса ТА-100 были взяты за основу для ЦКПА Зейской ГЭС.

Основными преимуществами ЦКПА Зейской ГЭС по сравнению с комплексами предыдущего поколения являются повышенная вычислительная мощность, легкость и простота замены таблиц решений, которые необходимо несколько раз в год корректировать исходя из планируемых режимов в ОЭС Востока. Но самым главным является наличие человеко-машинного интерфейса для эксплуатирующего персонала как неотъемлемой части ЦКПА, что существенно упрощает эксплуатацию и повышает надежность работы комплекса за счет того, что возможен мониторинг работы ЦКПА даже в период отсутствия сигналов пусковых органов.

Следующей работой авторов была разработка прикладного программного обеспечения ЦКПА Бурейской ГЭС [4], а также пуско-наладочные работы ЦКПА Бурейской ГЭС, выполняемые на первом этапе совместно с ОАО «СибНИИЭ» и ЗАО «ЛПУ», а на последующих этапах — с ЗАО «ЭТ».

ЦКПА Бурейской ГЭС выполнен на схожей аппаратной базе, что и ЦКПА Зейской ГЭС, но является более мощным по своим возможностям [2, 3]. ЦКПА Бурейской ГЭС представляют собой дублированные контроллеры АДВ, дублированные ЦППС, устройства КП, расположенные как на Бурейской ГЭС, так и на смежных подстанциях. Дополнительно имеются сервер базы данных, сервер связи с АСУ ТП ГЭС, два выделенных автомати-

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

зированных рабочих мест (АРМ) для оперативного и эксплуатационного персонала. Поставку оборудования ЦКПА Бурейской ГЭС выполняла компания «Модульные Системы Торнадо» и компания «РТ-Софт».

Основной задачей ЦКПА Бурейской ГЭС является обеспечение функций АПНУ в ОЭС Востока, с учетом наличия нового мощного источника генерации — Бурейской ГЭС, что обеспечивается контролем сечения на восток от Бурейской ГЭС. Дополнительной задачей является частичное резервирование функций ЦКПА Зейской ГЭС, что обеспечивается контролем сечения на запад от Бурейской ГЭС.

Прикладное программное обеспечение ЦКПА Бурейской ГЭС работает под управлением промышленной модификации операционной системы (ОС) Windows XP — Windows XP Embedded, с установленным расширением реального времени RTX, разработанного VenturCom (сейчас Ardence) [5]. За счет этого обеспечена работа как системного, так и прикладного программного обеспечения на встроенном Flash-диске контроллеров АДВ, а также достигнуто быстрое действие алгоритма обработки аварийной автоматики не более 1 мс.

Основные функции прикладного программного обеспечения ЦКПА Бурейской ГЭС:

- Автоматический сбор и обработка информации (в том числе доставеризация) о состоянии прилегающей к Бурейской ГЭС системообразующей сети 500 и 220 кВ.
- Автоматическое определение номера текущей ремонтной схемы сети из заранее заданного набора возможных ремонтных схем.
- Автоматический выбор (дозировка) управляющих воздействий (АДВ) в зависимости от номера ремонтной схемы сети, текущего режима электропередачи (доаварийных перетоков мощности по контролируемым сечениям) и полученного сигнала (набора сигналов) пускового органа способом АДВ II–ДО.

Для разработки прикладного программного обеспечения ЦКПА Бурейской ГЭС была использована SCADA-АНАРЭС [6] как платформа для построения высоконадежных систем управления.

Отличительные особенности SCADA-АНАРЭС:

- Поддержка расширения реального времени RTX для обеспечения требуемых характеристик по скорости обработки аварийных сигналов и выдачи управляющих воздействий;
- Обеспечение параллельной передачи данных по дублированной сети Ethernet (два независимых сегмента) по протоколу TCP-IP, с использованием Socket API. Тем самым отказ одного из сегментов сети не приводит к задержкам передачи данных (в том числе аварийной информации).
- Распределенная модульная архитектура с обеспечением возможностей функционального резервирования на двух контроллерах АДВ с автоматической поддержкой режима «главный/резервный».

В настоящий момент реализовано взаимодействие ЦКПА и ГРАМ Бурейской ГЭС. Это обеспечило дополнительное УВ в виде автоматической разгрузки гидрогенераторов в аварийном режиме, тем самым повысив точ-

ность дозировок УВ. А также обеспечило функцию блокировки наброса мощности ГЭС в аварийном режиме после реализации команд отключения генераторов (ОГ).

Появление в ОЭС Востока мощного ЦКПА Бурейской ГЭС, в дополнение к ЦКПА Зейской ГЭС, а также модернизация и развитие средств локальной автоматики, построенной на базе микропроцессорных комплексов противоаварийной автоматики (МКПА) производства компании «ПроСофт», привело к качественному повышению уровня противоаварийного управления в ОЭС Востока.

В настоящий момент в ОЭС Востока выполняется разработка и создание координирующей централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) ОЭС Востока. Ведущей организацией выступает ОАО «НИИПТ». Сейчас идет разработка проектной документации.

Еще одним направлением деятельности авторов была серия работ по реконструкции и развитию противоаварийной автоматики Иркутской энергосистемы в соответствии с концепцией, разработанной ОАО «Иркутскэнерго». Одна их часть была посвящена разработке, проектированию, поставке и пуско-наладке узлового комплекса противоаварийной автоматики (УКПА) электропередачи Братск-Иркутск [7]. Вторая часть работ была посвящена поставке и пуско-наладке локального устройства противоаварийной автоматики (ЛПА) создаваемых для возможности ввода в работу новой подстанции 500 кВ «Ключи» в г. Шелехово для обеспечения электроснабжения 5-й серии Иркутского алюминиевого завода (ИрАЗ).

Разработанная ОАО «Иркутскэнерго» концепция развития противоаварийной автоматики Иркутской энергосистемы предполагает создание серии территориально распределенных узловых и локальных комплексов, построенных на современной базе с применением цифровых каналов связи. В настоящий момент в промышленной эксплуатации находится УКПА Усть-Илимской ГЭС, созданный компанией «Синетик». Следующим этапом является УКПА электропередачи Братск-Иркутск, расположенный на ПС–500 кВ «Иркутская» с удаленным устройством ввода вывода на Братской ГЭС, а также ЛПА ПС–500 кВ «Ключи» и ЛПА УПК–500 кВ «Тыреть».

Основной задачей УКПА и ЛПА в ОАО «Иркутскэнерго» является обеспечение функций АПНУ в Иркутской энергосистеме. При этом УКПА контролирует достаточно большой энергорайон, в том числе состояние восьми ВЛ–500 кВ, имея при этом большие возможности по выдаче команд УВ. А устройства ЛПА контролируют состояние только присоединений, непосредственно подходящих к данному объекту (ПС «Ключи» или УПК «Тыреть»), имея возможность выдавать ограниченный объем УВ. Совместно УКПА и ЛПА, частично резервируя друг друга, обеспечивают высокую надежность системы противоаварийного управления Иркутской энергосистемы.

Отличительной чертой АПНУ Иркутской энергосистемы от АПНУ ОЭС Востока является достаточность обеспечения устойчивости только по критерию статической устойчивости. А в ОЭС Востока необходимо обеспечивать как статическую, так и динамическую устойчивость. За счет этого в Иркутской энергосистеме нет необходимости различать ремонтное состоя-

ние элементов сети (воздушных линий и автотрансформаторов) и их аварийное отключение. Это уменьшает количество возможных ситуаций. Поэтому в системах АПНУ Иркутской энергосистемы было решено индивидуально задавать предельно допустимый переток активной мощности для большинства возможных ситуаций (более 300 ПО). А в системах АПНУ ОЭС Востока задаются наиболее вероятные и опасные ситуации (около 30 ПО), но для разных ремонтных режимов (около 20 ремонтных схем).

УКПА электропередачи Братск-Иркутск, ЛПА ПС-500 кВ «Ключи» и ЛПА УПК-500 кВ «Тыреть» построены на базе дублированных промышленных контроллеров Siemens, серии Simatic S7-400. При этом в УКПА реализована специальная технология резервирования Siemens (так называемая Н-система), обеспечивающая автоматическую поддержку режима главный/резервный, а также синхронизацию данных двух контроллеров. А в контроллеры ЛПА работают параллельно, полностью независимо друг от друга.

Одной из самых сложных задач в программной и аппаратной части УКПА и ЛПА была задача передачи доаварийной и аварийной информации по цифровым каналам корпоративной сети передачи данных ОАО «Иркутскэнерго» используя АТМ-сеть, а не по выделенным каналам связи. При этом было важно достичь требуемых характеристик по гарантированному времени передачи пакетов данных.

Подытоживая свой опыт, а также опыт других российских компаний, работающих в сфере противоаварийной автоматики, хотелось бы отметить следующие современные тенденции в задачах АПНУ:

1. Использование современной микропроцессорной техники. Чаще всего используются промышленные РС-совместимые платформы, работающие под управлением специальных редакций ОС Windows или UNIX-подобными ОС. Также применяются промышленные контроллеры, например Siemens. Для этих задач также могут применяться контроллеры ведущих зарубежных производителей, например АВВ, Phoenix Contact, или российские контроллеры, например продукция ЗАО ПК «Промконтроллер» (торговая марка ТЕКОН).

2. Использование современных цифровых измерительных преобразователей с прямым подключением к трансформаторам тока и напряжения.

3. Использование цифровых каналов связи с высокой скоростью передачи информации.

4. Увеличение количества контролируемых сигналов и параметров, увеличение количества рассматриваемых ремонтных режимов и аварийных ситуаций.

5. Создание комплексов АПНУ с интегрированными АРМ для оперативного и эксплуатационного персонала, обеспечивая тем самым скорость и точность управления комплексами, а также обеспечивая мониторинг их работоспособности.

Среди широко дискутируемых перспектив развития ПА и АПНУ хотелось бы отметить следующие:

1. Более широкое применение координирующих комплексов ПА.

2. Использование устройств измерения углов напряжений типа PMU (phase measurement unit), а также устройств измерения и синхронизации по времени измерений, выполненных в разных точках сети типа WAMS/WACS (Wide Area Measurement & Control System) [8].

3. Взаимодействие устройств плавного регулирования параметров элементов сети, например с устройствами FACTS (Flexible AC transmission system) [9].

В данной статье хотелось бы привести свои предположения о дополнительных перспективах развития ПА и АПНУ:

1. Повышение функционала координирующих комплексов ПА.

2. Появление специальных комплексов АПНУ для больших энергосистем и энергообъединений. Например, в рамках проекта объединения энергосистемы Западной Европы и России (СНГ).

3. Появление устройств и комплексов ПА для сетей электроснабжения промышленных предприятий и сетей среднего и низкого напряжения, подобных функционалу существующих комплексов АПНУ системообразующих сетей.

Более подробно рассмотрим приведенные здесь перспективы.

Функционал современных комплексов АПНУ и координирующих комплексов ПА ориентирован в основном только на саму задачу АПНУ. При этом основным критерием эффективности дозирровок является гарантированное сохранение устойчивости.

Но в то же время для обеспечения схожих результатов в части устойчивости ЭЭС можно выбирать различные дозировки, особенно это касается отключения нагрузки. При этом можно учитывать как экономические, так и прочие факторы. Учитывая это, можно выбирать более мягкие дозировки, достигая при этом экономический эффект как для энергоснабжающих организаций, так и для потребителей и тем самым интегрируя эффективное противоаварийное управление и рыночные отношения. При этом уровень развития современных технических средств и каналов связи уже достаточен для обеспечения возможности как ввода и передачи дополнительной информации, так и учета и автоматического (автоматизированного) выбора оптимальных дозирровок.

В части возможности появления специальных комплексов АПНУ для больших энергосистем и энергообъединений хотелось бы отметить следующее. Современные комплексы АПНУ рассчитаны на обеспечение устойчивости на территориях, протяженных не более нескольких тысяч километров и установленной мощностью не более нескольких десятков ГВт. Возможность создания больших объединений, подобных возможному объединению энергосистемы Западной Европы и России (СНГ), требует создания более сложных комплексов.

Основные факторы, требующие дополнительной проработки и решения:

- Упреждающее определение начала медленного колебательного процесса между разными частями объединения.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

- Возможность объединения с использованием устройств, подобных FACTS, которые будут управляться не только в соответствии с рыночными условиями и диспетчерскими графиками, но и по командам от ПА, усиливая взаимосвязи частей энергообъединения в тяжелых режимах.

- Возможность выдачи команд на разделение энергообъединения на части в случае возникновения тенденций к нарушению устойчивости.

- Учет различных экономических и прочих факторов, включая возможные различия в нормативной части в разных частях энергообъединения.

В части возможного появления устройств и комплексов ПА для сетей электроснабжения промышленных предприятий и сетей среднего и низкого напряжения хотелось бы отметить следующее. В настоящее время опыт применения комплексов АПНУ для системообразующих сетей показал их высокую эффективность. При этом растет их функциональность, с одновременным снижением их удельной стоимости (в расчете на количество контролируемых параметров или на количество управляющих воздействий).

В то же время количество аварий в сетях среднего и низкого напряжения, а также в сетях электроснабжения крупных промышленных предприятий не уменьшается, а экономический и прочий ущерб от этих аварий только возрастает. При этом средства гарантированного электроснабжения ответственных узлов и потребителей достаточно дорогие (автономная генерация, различные источники бесперебойного питания), особенно в расчете на единицу установленной мощности потребителя.

При этом, особенно в последнее время, электрические сети среднего и низкого напряжения, а также сети электроснабжения крупных промышленных предприятий оснащаются современными устройствами сбора информации о состоянии элементов сети и параметрами режима. Эти устройства выполняют схожую функцию, что и устройства сбора доаварийной информации в системах АПНУ. Поэтому с технической точки зрения создание подобных устройств в сетях среднего и низкого напряжения, а также в сетях электроснабжения крупных промышленных предприятий, с использованием уже имеющихся устройств (включая даже цифровые счетчики электроэнергии), не является сверхсложной или сверхдорогой задачей.

Соответственно имеется большое количество потребителей или группы потребителей, для которых является очень актуальной задача повышения надежности их электроснабжения в целом, отдельных производственных или иных участков. Поэтому технически возможно и экономически целесообразно для отдельных промышленных предприятий или отдельных сетевых районов создание комплексов ПА. При этом возможно применение экономических механизмов стимулирования, как для потребителей с повышенными требованиями по надежности электроснабжения, так и для потребителей, за счет которых можно обеспечить эту дополнительную надежность.

По сравнению с комплексами АПНУ для системообразующих сетей комплексы ПА для сетей среднего и низкого напряжения, а также в сетях электроснабжения крупных промышленных предприятий, будут иметь несколько отличающиеся цели, а именно:

- Обеспечение надежного электроснабжения отдельных потребителей.

- Обеспечение высоких показателей качества электроэнергии для отдельных потребителей.

- Минимизация экономического ущерба на основном производстве на промышленных предприятиях в случаях возникновения аварий в сетях электроснабжения.

Литература

1. Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем (основные положения) РД 34.35.113.

2. Гробовой А.А. Концепция противоаварийного управления восточным крылом ЕЭС. Открытая всероссийская научно-техническая конференция «Управление режимами Единой энергосистемы России». 27–31 мая 2002. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.

3. Гробовой А. «Концепция противоаварийного управления восточной части ЕЭС». Электронный журнал РАО ЕЭС «Новое в Российской энергетике», ежемесячный электронный журнал «Новое в российской энергетике», № 8, август, 2004.

4. Осак А.Б., Домышев А.В., Сорокин И.В. Программное обеспечение централизованного комплекса противоаварийной автоматики Бурейской ГЭС // Современные программные средства для расчетов нормальных и аварийных режимов, надежности оценивания состояния, проектирования электроэнергетических систем: Сборник докладов шестого научно-практического семинара. — Новосибирск: ИДУЭС, 2006.

5. Золотарев С.В. Расширение реального времени RTX для Windows: мирное сосуществование с ОСРВ. — М.: журнал «Мир компьютерной автоматизации», №5, 2005.

6. Осак А.Б., Домышев А.В., Сорокин И.В. Автоматизация систем диспетчерского управления электроэнергетическими объектами на основе SCADA-АНАРЭС. // Современные программные средства для расчетов нормальных и аварийных режимов, надежности оценивания состояния, проектирования электроэнергетических систем: Сборник докладов шестого научно-практического семинара. — Новосибирск: ИДУЭС, 2006.

7. Осак А.Б., Домышев А.В., Сорокин И.В., Ульданов П.И. Узловой комплекс противоаварийной автоматики электропередачи Братск-Иркутск // Современные программные средства для расчетов нормальных и аварийных режимов, надежности оценивания состояния, проектирования электроэнергетических систем: Сборник докладов шестого научно-практического семинара. — Новосибирск: ИДУЭС, 2006.

8. Grobovoy A., Domyshov A., Osak A., Rodnikov V., Vorobyev Y. Modern System Protection Schemes Realization in Large Hydro Power Plant Automation: Local and System Aspects, CIGRE 2006.

9. Воропай Н.И., Этингов П.В., Удалов А.С. и др. Координированное противоаварийное управление нагрузкой и устройствами FACTS // Электричество. — 2005, №10. С. 25–37.

По материалам: www.anares.ru

Оперативно-технический комплекс нового поколения в Северной энергосистеме Украины

А.И. Кривонос, В.Ю. Прохвятилов, Т.В. Рыбальченко, Н.Н. Титов,
ООО «ХАРТЭП» корпорации «МАСТ-ИПРА», г.Харьков

В статье описываются подходы к решению проблем диспетчерского управления в электроэнергетике Украины.

В опытную эксплуатацию введен оперативно-технический комплекс АСДУ Северной энергосистемы (СЭС) НЭК Украины. Это знаменательное событие в области автоматизации энергосистем Украины, ибо впервые после восьмидесяти лет, когда были установлены первые АСДУ магистральных энергосистем, проводится серьезная модернизация с заменой ПО и подавляющего состава оборудования (сохраняются только кабельные сети, часть модемного оборудования, телемеханика и диспетчерский щит ЦДП).

До проводимой модернизации оперативной информацией диспетчерскую службу СЭС обеспечивал ОИК СМ, в состав которого на «верхнем» уровне входили две ЦППС РРТ80 и две ЭВМ СМ1420, на нижнем уровне — КП типа УТК1, МКТ2, МКТ3, передающие информацию на «верхний» уровень по одноименным протоколам. Первичная обработка, регистрация, архивирование и отображение информации производятся средствами ЭВМ СМ1420. ОИК СМ состоит из основного и резервного комплектов, включенных по схеме «горячего резерва». Представление информации ОИК производится на алфавитноцифровых терминалах типа ВТА. В настоящее время ОИК поддерживает работу до 24 терминалов. Такт обновления информации на экранах терминалов ОИК 2 мин. Максимальное количество параметров (как первичных,

так и дорассчитанных) на сегодняшний день достигло своего максимума и составляет 1024.

В своей работе оперативная диспетчерская служба руководствовалась данными ОИК и данными, поступающими от диспетчерских служб магистральных электросетей (МЭС) и дежурных подстанций по телефону. АРМ у диспетчеров МЭС и под-

станций не было. Ведение и контроль схемы нормального режима сети производилось на диспетчерском щите. Средств оперативного проведения расчетов по режимам работы сети диспетчер не имел.

Существующие технические средства ОИК разработки и производства 80-х годов физически изношены и морально устарели. Специалистов по обслуживанию и ремонту данной техники вузы не готовят.

На этапе разработки требований к модернизации ОИК СЭС были сформулированы следующие основные требования:

1. Выполнить замену КП с одновременным увеличением количества контролируемых параметров и повышением точности измеряемых параметров. Такт обновления информации на устройствах отображения не более 30 сек.
2. Выполнить замену ЦППС РРТ80 и ЭВМ СМ1420 на современные средства вычислительной техники с сохранением резервируемой конфигурации.
3. Обеспечить разработку и поставку программно-технических комплексов для диспетчерских МЭС и создание единого информационного пространства для персонала центральной диспетчерской службы, служб СЭС и диспетчерских служб МЭС.
4. Обеспечить разработку и поставку АРМов дежурных подстанций и диспетчеров МЭС и их интеграцию в систему.
5. Обеспечить в ОИК реализацию существующих и дополнительных функций.
6. Обеспечить поддержку существующего диспетчерского щита.

Функции, предоставляемые новым ОИК диспетчерскому персоналу, обеспечивают эффективное решение задач контроля и управления режимами работы и потребления сети.

ОИК полностью поддерживает функции старого ОИК СМ и для согласования работы всех подсистем и обеспечения заданной точности измерений в привязке ко времени имеет механизм ведения единого времени с использованием GPS. Коррекция системного времени (в случае его отклонения) производится автоматически.

С целью оперативного контроля и управления схемой сети в ЦДП СЭС установлены два АРМа, на экра-



ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ



нах которых диспетчеру предоставляется вся необходимая оперативная информация. Наличие в составе АРМов 3 мониторов позволяет диспетчерскому персоналу одновременно отображать на мониторах информацию различных типов: мнемосхемы участков сети и подстанций, различные информационные видеокадры, расчетные схемы сети, архивы и журналы событий.

Основным элементом диспетчерского интерфейса по проведению оперативно-технологического управления состоянием сети, управления потреблением и нагрузкой являются планшеты мнемосхем сети и подстанций. Планшеты подстанций разработаны с использованием стандартного набора компонентов диспетчерского щита и их цветовой гаммы. Устройства, имеющие отклонение от схемы нормально-го состояния или от заданных технологических или аварийных границ, выделяются соответствующим цветом.

Для подтверждения приема сигнализации диспетчеру предоставлен механизм квитирования и возможность включения/отключения сигнализации по заданным объектам или группам объектов. В случае необходимости диспетчер имеет возможность откорректировать значения технологических или аварийных границ в реальном режиме времени.

С целью автоматизации оперативной диспетчерской работы в ОИК реализован механизм работы с оперативными заявками. Механизм обеспечивает возможности по автоматизированному формированию, учету, согласованию и отправке на объекты оперативных заявок.

Новым и достаточно важным сервисом ОИК является предоставление общего информационного пространства по контролю и управлению состоянием сети и объектами центральной диспетчерской службы совместно с диспетчерами МЭС. Например, состояние текущей коммутации устройств по ведению схемы, изменения положения коммутационных аппаратов в момент проведения работ на объектах, отображение выведения оборудования в ремонт и ввод его в эксплуатацию, отображение выведения линий в ремонт и ввод их в эксплуатацию, указание числа рабо-

тающих бригад на линии, производимые диспетчером МЭС на своем рабочем месте, доступны для просмотра на АРМ центральной диспетчерской службы (желтый цвет линии — в ремонт, черный — устройства).

Отличительной особенностью модернизированного ОИК является предоставление диспетчерской службе возможности использовать в своей оперативной работе данные расчетного комплекса задач с целью получения рекомендаций по надежному и экономичному управлению энергосистемой. Кроме того, расчетный комплекс задач позволяет моделировать различные варианты состояния и работы сети в случае внесения различных управляющих воздействий. На расчетном планшете диспетчеру выводятся расчетные и реальные значения состояния сети, по которым он может провести соответствующую оценку. С расчетным комплексом задач диспетчер имеет возможность работать в двух режимах: в циклическом и диалоговом.

В циклическом режиме данный комплекс задач выполняется автоматически с интервалом обновления массивов текущих значений телеинформации и отображением расчетных значений на расчетной схеме в реальном масштабе времени. В диалоговом режиме диспетчеру предоставлена возможность производить отдельные расчеты с различными изменениями исходных данных. Результаты расчетов могут представляться как на расчетной схеме, так и в виде таблиц.

Кроме того, в своей работе диспетчер может использовать различные технологические задачи по формированию и выполнению диспетчерского графика, контролю графика напряжений, формированию суточной ведомости, формированию различной отчетной документации. Отчеты могут представляться в виде таблиц и графиков.

Важным элементом работы диспетчерской службы является получение и передача необходимой информации в НЭК «Укрэнерго», смежные энергосистемы и все облэнерго региона. С целью обеспечения надежной и непрерывной работы системы диспетчерский персонал может оперативно управлять резервированием работы ОИК. Оперативное переключение комплектов ОИК позволяет диспетчеру производить дублирование систем сбора и обработки данных или выбирать отдельный источник данных.

Разработка ОИК с применением «клиентсерверной» технологии позволяет поддерживать в системе одновременную работу различных групп пользователей: оперативного персонала (диспетчера ЦДП, диспетчера МЭС, дежурных подстанций), руководства СЭС (директора, главные инженеры СЭС, МЭС), технологического персонала (технологи, телемеханики, программисты). В ОИК СЭС планируется работа 46 пользователей, находящихся в зданиях СЭС, МЭС, подстанций.

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

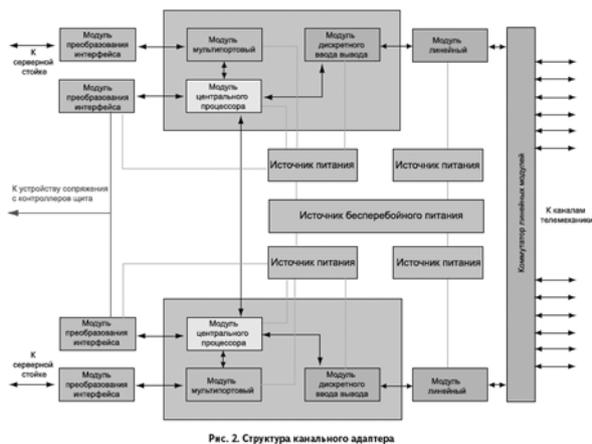


Рис. 2. Структура канального адаптера

На период поэтапного ввода системы в эксплуатацию, до момента вывода из штатной работы вычислительных машин СМ1420, ОИК поддерживает работу старых терминалов типа ВТА по низкоскоростным каналам.

На рис.1 приведена структурная схема АСДУ СЭС с оборудованием ОИК, контролируемых пунктов (КП), АРМов подстанций и каналами связи. Серверная стойка — центральное звено ОИК. Все оборудование от мировых лидеров в своем секторе рынка: серверы Intel, модемы ZyXEL, коммутаторы CISCO, бесперебойные источники питания APC. В составе стойки 2 SCADA-сервера и 2 сервера ввода/вывода (100%-ное резервирование).

Особенности SCADA-сервера:

- мощная, оптимизированная для стоечного исполнения системная плата SCB2 (2xPIII1266, 512 MB, 3x36 GB HDD SCSI RAID5;
- 6 x DIMM до 6 ГБ оперативной памяти ECC SDRAM;
- дисковая система RAID5 (данные и избыточная информация распределены по 3 дискам).

Особенности сервера ввода/вывода:

- системная плата SCB2 (2xPIII1266, 1 GB, 2x40 GB HDD ATA RAID0);
- дисковая система RAID0 (данные распределены по 2 дискам; при этом обеспечивается наивысшая производительность дисковой подсистемы).

Базовые устройства ОИК:

канальный адаптер (КА) и контролируемый пункт (КП). Канальный адаптер предназначен для использования в качестве универсального устройства телемеханики ЦДП, пунктов управления (ПУ) и/или центральной приемопередающей станции (ЦППС) при организации систем телемеханики различной структуры.

КА (рис. 2) поддерживает до 96 симплексных (48 дуплексных) каналов связи с устройствами КП и ПУ телемеханики с последовательными маркерными протоколами и до 10 каналов связи с ЭВМ центров управления (либо КП, ПУ телемеханики) с UARTсовместимыми протоколами передачи данных. КА под-

держивает следующие протоколы телемеханики: Гранит, МКТ2, МКТ3, ВРТФ, ЛиснаЧ, ТМ800А, ТМ800В, РПТ, УТК1, УТС8, УТМ7, ТМ120, ТМ320, ТМ512, Компас, а также протоколы связи с ЭВМ центра управления: МЭК 8705101, ППДИ и РПТСМ. КА имеет два исполнения: резервированное и нерезервированное и обеспечивает возможность программной реализации дополнительных протоколов. Основные технические характеристики канального адаптера:

- скорость по последовательному порту, Бод: 50...115200;
- скорость приема/передачи информации с/на КП, Бод: 20... 600;
- типы линий связи: 2-...4-проводные;
- режимы работы: дуплекс, полудуплекс, симплекс.

Универсальный контролируемый пункт «КорундМ» обеспечивает измерение первичных параметров объектов (телеизмерения), контроль их состояния (теле-сигнализации), а также управление исполнительными механизмами (телеуправление) при построении автоматизированных систем диспетчерского контроля и управления территориально рассредоточенных объектов. Структурная схема КП «КорундМ» показана на рис. 3. КП «Корунд М» применяется при замене контролируемых пунктов морально устаревших или снятых с производства устройств, а также при построении новых систем диспетчерского управления.

КП «КорундМ» обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о текущих значениях параметров (ТИТ);
- сбор интегральных значений параметров (ТИИ);
- фиксацию последовательности изменения ТС с дискретностью 10 мс;
- передачу телеинформации по различным каналам связи (КС) (ВЧ-уплотненные, физические, коммутируемые телефонные линии, радиоканал, цифровые каналы связи) в двух различных направлениях и с разными протоколами связи;

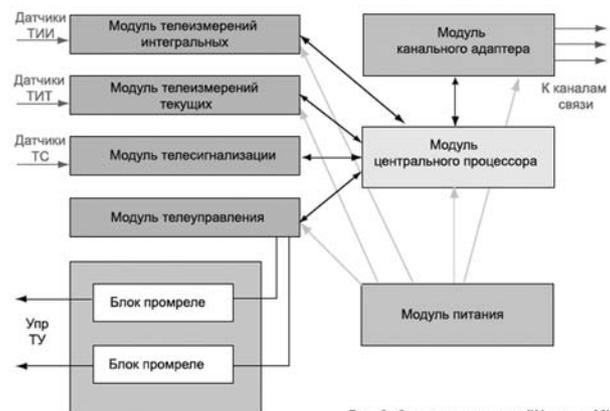


Рис.3. Структура пункта "Корунд-М"

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

- ретрансляция информации с других источников (другие КП телемеханики, АРМы ПС, УСПД АСКУЭ и др.);

- передача телеинформации с меткой времени;
- архивирование собираемой информации с глубиной архива 24 часа;
- автоматический переход в режим циклической или спорадической передачи пакетов ТИ в случае выхода из строя приемного канала;
- выдачу сообщений на верхний уровень с указанием всех необходимых атрибутов (адрес КП, параметр, время, тип протокола и др.).

КП «КорундМ» может комплектоваться в различных конфигурациях и позволяет включить в состав до 8 периферийных модулей (ТС, ТИ, ТУ в различных сочетаниях).

Каждый периферийный модуль позволяет подключить:

- модуль ТС 16(32) входов/выходов;
- модуль ТИ 16(31) входов/выходов;
- модуль ТИИ 16(32) входов /выходов.

По связи КП «КорундМ» обеспечивает 4 независимых канала передачи ТМ-информации со скоростью от 50 до 64 Кбод для стартстопных протоколов МЭК 8705101, ППДИ1 и со скоростью от 40 до 1200 бод для протоколов ТМ: Гранит, МКТ2, ВРТФЗ, ЛИСНАЧ, МКТ3, ТМ800а, ТМ800в, ТМ120, ТМ320, ТМ512, УТК1, УТС8, УТМ7, РПТРПТ, РПТЭВМ.

Дополнительно в составе КП для связи с верхним уровнем имеются порты RS232, Ethernet 100baseTX, позволяющие организовать передачу данных с использованием транспортного протокола TCP/IP по стандартным протоколам передачи информации МЭК8705104, МЭК8705101. Применение в составе программного обеспечения стандартных системных средств позволяет организовать доступ через Интернет к данным КП с использованием WEB-доступа.

Основные технические характеристики универсального контролируемого пункта:

- режим работы непрерывный;
- окружающая температура, °С: для исполнения В4: +5 + 40; для исполнения С1: +25 +55;
- потребляемая мощность, ВА не более: 100;
- количество сигналов: телесигнализации: 32... 256, телеизмерений: 31..124;
- типы линий связи: 2/4-проводные;
- режимы работы: дуплекс, полудуплекс, симплекс.

Схема КП построена с использованием платформы PC/104: ICOP 6070, ICOP6050, ICOP1800 (ICOP Technology, Тайвань), ARB1320 (ACROSSER Technology, Тайвань), EMM4232XT (Diamond Systems, США). Особенностью КП является оснащение его самой современной встроенной аппаратной защитой от помех всех входных и выходных цепей, включая цепи питания, что не всегда присутствует в оборудовании других производителей. Эти решения позволили обеспечить требуемую для оборудования подстанций третью степень жесткости по стандарту МЭК

61000, регламентирующему требования по электромагнитной совместимости, и полностью исключить сбои при штатных и аварийных режимах работы оборудования подстанций. Другой особенностью является исключительно удобная для эксплуатации конструкция, обеспечивающая простой монтаж и легкую замену узлов и блоков. Все оборудование ОИК сертифицировано.

Программное обеспечение ОИК включает SCADA/HMI-систему Intel lution iFix, СУБД ORACLE, операционную систему Windows 2000 Server и прикладное ПО. Выбор инструментальных средств обусловлен их повышенной надежностью, масштабируемостью и развитыми службами Интранета/Интернета.

Эти программные среды имеют:

- мощные визуальные средства разработки графических примитивов и мнемосхем, встроенный объектно ориентированный язык программирования, функции поддержки резервированных структур, обширную библиотеку графических примитивов и эффективную организацию процесса разработки системы за счет разбиения на подсистемы и блоки, из которых затем собирается готовая система;
- встроенную поддержку стандартных сетевых интерфейсов и протоколов и высокопроизводительные средства для работы с дисковыми RAID-массивами;
- возможность сохранения параметров ОИКАСДУ в режиме, близком к реальному времени;
- хранение всей конфигурации информационной системы, включая хранимые процедуры;
- возможность установки оптимальных настроек баз данных с учетом специфики каждой подсистемы;
- преемственность и гарантию совместимости как собственно баз данных, так и ПО, взаимодействующего с ними;
- возможность хранения любых типов данных — СУБД может быть унифицирована и применяться в других системах на предприятии.

Описанные выше технические решения являются унифицированными и могут быть использованы при модернизации или при создании новых АСДУ любых энергообъектов, причем весь комплекс работ выполняется под управлением системы качества, имеющей сертификат соответствия международному стандарту ISO 90012001.

В реализацию проекта модернизации ОИК СЭС большой вклад внесли также специалисты ГИВЦ НЭК «Укрэнерго» Северной энергосистемы НЭК «Укрэнерго», а также «Секция современных информационных технологий в энергетике» НТС НЭК «Укрэнерго».

Комплексное внедрение систем контроля, учета и диспетчерского управления энергообъектами с учетом оптимизации структуры и режимов позволяет получить экономию в пределах 15...20%, в том числе только за счет современной АСДУ до 10%.

ОТВЕТЫ НА ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ЗАДАЧИ**ЗАДАНИЕ № 1**

В случае обесточивания системы сборных шин действием дифференциальной защиты шин без нарушения электроснабжения потребителей и успешной работы устройства АПВ:

1. Дать команду на осмотр оборудования, входящего в зону действия дифференциальной защиты 1-й системы шин 110 кВ ПС «Лесная»;

2. Если при осмотре обнаружится повреждение, то необходимо отделить поврежденный участок, затем на неповрежденные шины подается напряжение от любой транзитной линии или ШСВ, далее включаются с контролем синхронизма выключатели всех отключившихся линий неповрежденного участка системы шин;

3. При невозможности отделения поврежденного участка необходимо перевести все присоединения на 2-ю систему шин 110 кВ ПС «Лесная», а 1-ю систему шин 110 кВ вывести в ремонт. Восстановить нормальную схему по стороне 10, 35 кВ ПС «Лесная» и 10 кВ ПС «Светлая».

(Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 4.2.1 - 4.2.4.)

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 7.2.2.1 - 7.2.2.4.)

ЗАДАНИЕ № 2

1. При анализе работы защит на ПС «Лесная» и ПС «Светлая» диспетчеру необходимо определить факт неотключившегося КЗ на линии Л-63. Диспетчер дает команду дежурному ПС «Лесная» отключить отказавший выключатель Л-63. При успешном отключении выключателя Л-63 подается напряжение на 1-ю систему шин 110 кВ от любой транзитной линии или ШСВ, затем включаются остальные присоединения;

2. Если выключатель Л-63 на ПС «Лесная» не отключается, то необходимо отключить линейный и шинные разъединители отказавшего в отключении выключателя Л-63, подать напряжение на 1-ю систему шин 110 кВ и включить оставшиеся отключенными присоединения;

3. Опробовать линию Л-63 с ПС «Светлая», при успешном опробовании линии перевести Л-63 на ПС «Лесная» через обходной выключатель ОВ и обходную систему шин 110 кВ. Восстановить нормальную схему по стороне 10, 35 кВ ПС «Лесная» и 10 кВ ПС «Светлая».

(Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 4.2.5 - 4.2.10.)

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 7.2.2.5, 7.2.2.6.)