

Рынок системных услуг в российской электроэнергетике

Сергей Рычков

начальник отдела планирования и анализа рынка системных услуг ОАО «СО ЕЭС»

Утвержденные Постановлением Правительства от 3 марта 2010 г. № 117 Правила отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг создают основу для использования рыночных механизмов обеспечения системной надежности и качества функционирования Единой энергетической системы. В представленной статье рассмотрены основные принципы организации рынка системных услуг и виды услуг по обеспечению системной надежности.

Вспомогательные и системные услуги

Обеспечение системной надежности в условиях нелиберализованного рынка электроэнергии является задачей вертикально интегрированных энергетических компаний, при этом возмещение возникающих в связи с этим расходов осуществляется за счет их включения в состав тарифа. С введением конкурентных отношений заинтересованность в несении затрат на поддержание надежности участниками рынка исчезает. Такие мероприятия, как размещение резервов активной мощности, первичное и вторичное регулирование частоты, регулирование напряжения, и прочие действия, направленные на обеспечение системной надежности, становятся трудно реализуемыми без введения экономических стимулов. В условиях полной ли-

берализации рынков электроэнергии и мощности в России с 2011 г. одним из инструментов обеспечения требуемого уровня надежности и качества функционирования Единой энергетической системы (ЕЭС) России должен стать рынок системных услуг.

Общепринятого определения системных услуг в нормативных документах нет, как нет и их единообразной классификации. В работах зарубежных специалистов предлагаются десятки различных толкований этого понятия и подходов к классификации — по способу предоставления, эффекту для потребителя и т. д. Многие авторы делают попытки выделить конечное число таких услуг, доказывая, что их количество равно 38, 12 или 6 [1]. Другой особенностью определения и описания системных услуг является несогласованная терминология, в результате чего один и тот

же вид услуг может иметь несколько различных названий. Вместе с тем, несмотря на неоднозначность трактовок и подходов к классификации, анализ подобных работ выявляет, что под системными обычно понимают услуги: а) оказываемые системным оператором участникам рынка и б) приобретаемые системным оператором у участников рынка. Подобная точка зрения изложена, например, в отчете рабочей группы по тепловой энергии ассоциации *EURELECTRIC* [2], где сказано, что целесообразно «различать вспомогательные услуги (*ancillary services*) и системные услуги (*system services*). Системные услуги — это все услуги, предоставляемые инфраструктурными организациями (системным оператором или сетевой компанией) пользователям системы (то есть электростанциям и потребителям). Вспомогательные услуги — это услуги, получаемые инфраструктурой системы (системным оператором или сетевой компанией) от пользователей системы, для того чтобы иметь возможность предоставить системные услуги».

Директива Европарламента 2009/72/ЕС от 13 июля 2009 г. определяет вспомогательные услуги как «необходимые для функционирования системы передачи или распределения (электроэнергии)»¹ [3]. Подобной логики придерживается и *FERC*², считающая, что вспомогательные услуги «не-

¹ «Ancillary service means a service necessary for the operation of a transmission or distribution system»

² Federal Energy Regulatory Commission — Федеральная комиссия по регулированию в области энергетики США.

Справка

С 18 января тепловые электростанции Единой энергосистемы России впервые начали оказывать услуги по нормированному первичному регулированию частоты (НРПЧ) в рамках рынка услуг по обеспечению системной надежности (рынок системных услуг).

Участие энергоблоков тепловых электростанций в НРПЧ — это результат целенаправленной работы по повышению надежности функционирования энергосистемы при возникновении крупных небалансов мощности и повышению качества регулирования частоты. Работа, начавшаяся в начале 2000-х гг. с привлечением ведущих отраслевых институтов и специалистов, перешла в плоскость практической реализации с выходом в 2002 г. Приказа РАО «ЕЭС России» «О повышении качества первичного и вторичного регулирования частоты электрического тока в ЕЭС России». Дальнейшая работа включала в себя в том числе разработку и ввод в действие стандарта «Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты». В соответствии со стандартом была проведена комплексная модернизация более 50 энергоблоков. На каждом из модернизированных энергоблоков проведены испытания в рамках процедуры добровольной сертификации на соответствие требованиям стандарта. Согласно правилам системы сертификации организован инспекционный контроль сертифицированных энергоблоков, обеспечивающий подтверждение соответствия этих энергоблоков требованиям стандарта в течение срока действия сертификата.

После выхода Постановления Правительства РФ от 3 марта 2010 г. № 117 «О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, а также об утверждении изменений, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам оказания услуг по обеспечению системной надежности» в течение 2010 г. Системным оператором были разработаны механизмы проведения отборов поставщиков услуг по обеспечению системной надежности. Разработанные процедуры и документы, включая проекты договоров оказания системных услуг, были согласованы с представителями генерирующих компаний и опробованы путем проведения имитационных отборов в рамках работы созданного Штаба по запуску рынка системных услуг.

Прделанная работа завершилась успешным проведением отборов поставщиков системных услуг по НРПЧ и АВРЧМ, подписанием 29.12.2010 г. протоколов о составе субъектов, оказывающих услуги по НРПЧ и АВРЧМ, и заключением 14.01.2011 г. договоров оказания услуг. Сделан значительный, но далеко не последний шаг в построении рыночных механизмов обеспечения системной надежности и качества функционирования Единой энергетической системы.

обходимы для поддержания передачи электрической энергии от продавца к покупателю с учетом обязательств областей регулирования и магистральных сетевых компаний в пределах этих областей регулирования поддерживать надежную работу объединенной системы передачи энергии»³ [4]. Попытки дать определение таким услугам делали и в нашей стране: «любые управляющие воздействия, изменяющие свойства электроэнергетики как товара (в том числе и подавление высших гармоник, симметрирование или сглаживание напряжений и т. д.)» [5]; «деятельность, обеспечивающая надежность работы энергосистемы и электроснабжения потребителей, а также стабильное значение частоты и напряжения в соответствии с установленными стандартами» [6]. При этом в отечественной практике системными, как правило, называют именно эти услуги, термин «вспомогательные услуги» употребляется редко.

В Федеральном законе «Об электроэнергетике» и ряде других отечественных нормативных документов вспомогательные услуги называются *услугами по обеспечению системной надежности*. Услуги, оказываемые системным оператором участникам рынка, считаются *услугами по оперативно-диспетчерскому управлению* и включают в себя в том числе и обеспечение надежности функционирования электроэнергетики путем организации отбора исполнителей услуг по обеспечению системной надежности, обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций, формированию технологического резерва мощностей.

Модель рынка системных услуг в России

Виды услуг по обеспечению системной надежности, порядок отбора субъектов электроэнергетики и

потребителей электрической энергии, оказывающих такие услуги, а также правила их оказания и механизмы ценообразования определены в утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 г. № 117 Правилах отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг (далее — Правила). Правилами предусмотрены следующие виды услуг:

- по нормированному первичному регулированию частоты с использованием генерирующего оборудования электростанций (далее — услуги по НРПЧ);
- по автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций, за исключением гидроэлектростанций установленной мощностью более 100 МВт (далее — услуги по АВРЧМ);
- по регулированию реактивной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций, на котором в течение периода оказания соответствующих услуг не производится электрическая энергия (далее — услуги по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии);
- по развитию систем противоаварийного управления (включая установку (модернизацию) соответствующих устройств) в Единой энергетической системе России (далее — услуги по развитию систем противоаварийного управления).

В соответствии с Правилами отбор субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, заключение с такими субъектами договоров, оплата услуг, а также координацию действий участников рынка системных

³ «Necessary to support the transmission of electric power from seller to purchaser given the obligations of control areas and transmitting utilities within those control areas to maintain reliable operations of the interconnected transmission system».

услуг осуществляет Системный оператор. Услуги по обеспечению системной надежности предоставляются генерирующими компаниями, а также крупными потребителями электроэнергии. Опосредованными (через Системного оператора) их получателями считаются все пользователи энергосистемы, поскольку, например, регулирование частоты или диспетчерское управление являются обязательными условиями функционирования энергосистемы, без которых централизованное электроснабжение невозможно.

Стоит отметить, что (в отличие от оптового рынка электроэнергии и мощности и розничных рынков электроэнергии) законодательно закрепленного термина «рынок системных услуг» не существует, нормативная база оперирует понятием «отборов» субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, выделяя отборы на конкурентной основе и отборы, проводимые иными предусмотренными Правилами способами. Закреплены следующие виды отборов поставщиков услуг по обеспечению системной надежности:

- конкурентный отбор исполнителей услуг, исходя из критерия минимизации стоимости оказания услуг по обеспечению системной надежности путем сопоставления поданных ими ценовых заявок — для услуг по нормированному первичному регулированию частоты и автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности;
- отбор путем запроса предложений о готовности оказывать соответствующие услуги или заключения договора с единственным возможным исполнителем услуги — для услуг по регулированию реактивной мощности и развитию систем противоаварийного управления;
- отбор путем определения объектов по производству электрической энергии, в силу технологических особенностей работы которых для их владельцев устанавливается обязанность по оказанию

услуг по обеспечению системной надежности.

При этом установление обязанности для отдельных субъектов электроэнергетики предполагается применять как исключительный механизм в тех случаях, когда иные способы отбора не дали результата.

Средства на оплату системных услуг поступают от покупателей оптового рынка электроэнергии и мощности в соответствии с установленным Федеральной службой по тарифам (ФСТ) специальным тарифом на услуги Системного оператора, предназначенным для целевого использования в рамках рынка системных услуг и механизма гарантирования инвестиций. Финансирование осуществляется в рамках договоров об

В соответствии с Правилами отбор субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, заключение с такими субъектами договоров, оплату услуг, а также координацию действий участников рынка системных услуг осуществляет Системный оператор.

оказании услуг по обеспечению системной надежности и договоров на предоставление услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики путем организации отбора исполнителей и оплаты услуг по обеспечению системной надежности, обеспечению вывода ЕЭС России из аварийных ситуаций, формированию технологического резерва мощностей (так называемые услуги по ОДУ-2). В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 14.02.2009 г. № 114 услуги по ОДУ-2 оплачивают участники ОРЭМ — покупатели электрической энергии и мощности (кроме организаций, осуществляющих покупку электроэнергии и (или) мощности исключительно для удовлетворения собственных и (или) хозяйственных нужд электростанций либо

для компенсации потерь электрической энергии в сетях).

Согласно ФЗ «Об электроэнергетике» одним из основных принципов организации оптового рынка является учет особенностей участия в нем отдельных субъектов, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности и (или) производящих электрическую энергию на тепловых, атомных или гидравлических электростанциях. Оказание услуг по обеспечению системной надежности не ограничивает права субъектов электроэнергетики, владеющих соответствующими генерирующими мощностями, на участие в оптовом и розничных рынках, в том числе в выборе способа реализации электроэнергии через систему подачи ценовых заявок и купли-

продажи по равновесной цене оптового рынка и посредством заключения двусторонних договоров купли-продажи или иных способов, определенных правилами оптового рынка.

Технические особенности энергосистемы, определяющие необходимость системных услуг

Прежде чем перейти к описанию предусмотренных Правилами видов услуг по обеспечению системной надежности, целесообразно рассмотреть особенности протекания физических процессов в энергосистеме, которые определяют необходимость осуществления дополнительных (по отношению к производству и передаче электроэнергии) видов деятельности субъектов электроэнергетики.

Совокупность процессов, происходящих в энергосистеме и определяющих ее состояние в любой момент

времени или в некотором его интервале, называется режимом. Режим энергосистемы зависит от множества факторов и характеризуется показателями, называемыми параметрами режима. Режим энергосистемы может быть установившимся или переходным, нормальным или аварийным. Установившимся режим работы энергосистемы может быть только условно, поскольку она подвержена непрерывному потоку возмущений, вызванных изменениями генерации, нагрузки и других параметров режима. Поэтому в любой момент времени в системе протекают нормальные переходные процессы, связанные с изменениями нагрузки и реакцией на них органов регулирования электростанций, плановым включением и отключением линий электропередачи, генераторов, трансформаторов и т. д. Аварийные переходные процессы происходят вследствие спонтанных существенных изменений параметров и режима системы, например при коротких замыканиях или аварийных отключениях оборудования.

Работа энергосистемы в установившемся режиме характеризуется балансом активной и реактивной мощности и электроэнергии. Баланс активной мощности определяет частоту электрического тока в системе в целом, баланс реактивной мощности в узле энергосистемы — уровень напряжения в нем. Таким образом, частота и напряжение одновременно являются важнейшими параметрами режима энергосистемы и показателями качества электрической энергии, поддержание которых (особенно частоты) в допустимых пределах возможно общесистемными средствами регулирования. Следует отметить, что частота в электроэнергетической системе в установившемся режиме одинакова во всех ее точках, а напряжение различно во всех узлах сети, поэтому говоря о регулировании напряжения, нужно иметь в виду какой-либо один конкретный узел или группу узлов, в которых требуется одновременно изменять напряжение. В общем случае при избытке ге-

нерирующей мощности частота будет повышаться, а при дефиците — снижаться. По скорости и направлению изменения частоты можно судить о величине и знаке возникшего в энергосистеме небаланса активной мощности. Если частота в энергосистеме уменьшается, то для восстановления нормального значения надо увеличить активную мощность, вырабатываемую на электростанциях. Балансу реактивной мощности соответствует некоторый уровень узловых напряжений. Так как передача мощности по электрической сети сопровождается потерями напряжения в ее элементах, то, в отличие от частоты, напряжения в узлах сети даже одного класса будут различаться. Изменение какой-либо составляющей баланса сказывается на напряжении в сети: с увеличением нагрузок оно падает, и наоборот. Напряжение в узлах системы может отличаться от номинального, что определяется балансом реактивной мощности, нагрузкой в узле, величиной потерь в прилегающих участках сети, коэффициентом трансформации трансформаторов, режимом работы средств компенсации реактивной мощности. Таким образом, для компенсации изменения частоты и напряжения в узлах и поддержания их в заданных пределах электроэнергетическая система должна располагать достаточными регулирующими резервами активной и реактивной мощности.

Являясь параметрами режима и показателями качества электроэнергии, частота и напряжение оказывают существенное влияние на работу оборудования энергосистемы и потребителей. Мощность различных электроприемников неодинаково зависит от частоты. Наиболее чувствительны к ее отклонениям вращающиеся машины, и в частности потребители собственных нужд электростанций, мощность которых пропорциональна кубу частоты. Снижение частоты уменьшает скорость вращения асинхронных двигателей — приводов производственных механизмов, что приводит к возникновению технологиче-

ского ущерба. При снижении частоты уменьшается сопротивление асинхронных двигателей и возрастает потребляемый ими ток, что вызывает дополнительный нагрев статора и ротора и, как следствие, сокращает срок службы двигателя за счет ускоренного износа его изоляции при повышенной температуре. Кроме того, при снижении частоты асинхронные двигатели потребляют больше реактивной мощности, что способствует увеличению потерь электроэнергии в линиях электропередачи и трансформаторах [7]. Наиболее опасно снижение частоты для электродвигателей собственных нужд, обеспечивающих технологический процесс на электростанциях. Следствием снижения производительности механизмов собственных нужд является уменьшение механической мощности турбин и электрической мощности генераторов. При больших дефицитах мощности снижение частоты может приобрести лавинообразный характер, что приводит к полной остановке электростанций и отключению всех потребителей дефицитной части энергосистемы [8]. При аварийном избытке генерирующей мощности частота в энергосистеме возрастает. Особенно опасно повышение частоты для лопаточных аппаратов паровых турбин ТЭС [8], которые проектируются, как правило, для работы в достаточно узком диапазоне изменения частоты. Кроме того, при повышении частоты может возникнуть асинхронный ход, в результате чего возможно разрушение роторов турбины и генератора, а также повреждение вспомогательного оборудования электростанции [9]. Отклонения, колебания и провалы напряжения оказывают существенное негативное воздействие на различные электроприемники — асинхронные двигатели, осветительные приборы, электролизные установки, сварки и другие установки, включая оборудование собственных нужд электростанций. Аварийные снижения напряжения в узлах сети могут вызвать «лавину напряжения» — снижение напряжения с нарушением статической устойчивости энергосистемы и нарастающим дефицитом реактив-

ной мощности, что нередко заканчивается полным обесточиванием всего узла или установлением напряжения, недостаточного для нормальной работы потребителей. Опасность для электрооборудования, связанную с возможностью повреждения изоляции, представляет также и повышение напряжения сверх допустимых значений.

Как нормальные, так и аварийные переходные режимы, обусловленные относительно малыми и, соответственно, большими возмущающими воздействиями в системе, сопровождаются появлением небаланса между генерируемой и потребляемой мощностью. Малые возмущающие воздействия обуславливают необходимость автоматического управления нормальным режимом работы, оптимизирующего процесс производства и передачи электроэнергии и обеспечивающего ее качество. Большие возмущающие воздействия — короткие замыкания и незапланированные отключения электрооборудования — создают аварийные ситуации, предотвращение развития которых в общесистемную аварию производится средствами автоматического противоаварийного управления — релейной защитой и противоаварийной автоматикой. Отключая поврежденное электрооборудование и ликвидируя тем самым короткое замыкание, устройства релейной защиты могут создавать не менее сильные возмущающие воздействия — скачкообразное уменьшение генерируемой или передаваемой электроэнергии с нарушением баланса мощности. Если через некоторое время после возмущения переходный процесс заканчивается и система возвращается к исходному или переходит к новому установившемуся режиму, то она считается устойчивой. В противном случае система неустойчива. Основным показателем устойчивости — сохранение синхронной работы всех синхронных машин по окончании переходного процесса. Нарушения устойчивости наносят, как правило, значительный ущерб, связанный с отключением потребителей и элек-

тростанций энергосистемы или ее части. Ликвидация таких аварий автоматикой позволяет сократить время обесточивания потребителей до нескольких секунд или десятков секунд. При отсутствии средств противоаварийной автоматики длительность перерывов электроснабжения может составлять минуты и даже часы, как это зачастую происходит в зарубежных энергосистемах.

Виды системных услуг

Установившиеся и переходные режимы электроэнергетической системы в силу своих особенностей обуславливают необходимость применения специальных средств управления нормальными и аварийными режимами. Управлять «медленными» изменениями параметров режима энергосистемы может оперативный персонал. Управление нормальными или аварийными режимами при быстро развивающихся процессах должно осуществляться средствами автоматики. Таким образом, обеспечение надежности энергосистемы и электроснабжения потребителей при поддержании установленных норм качества электроэнергии невозможно без организации процессов:

- оперативно-диспетчерского управления согласованной работой электростанций, электрических сетей и потребителей;
- регулирования частоты и активной мощности;
- регулирования напряжения и реактивной мощности;
- поддержания необходимого уровня резервов генерирующих мощностей;
- предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций, в том числе средствами противоаварийной автоматики.

Возможность эффективной организации этих процессов в условиях функционирования рынков электроэнергии и мощности связывается с созданием специального рынка системных услуг. Вместе с тем создание полноценного рынка системных услуг требует разработки комплекса нормативных документов, регулирующих взаимоотношения поставщиков и получателей услуг, и основ ценообразования на различные услуги. С учетом высокой технологической сложности услуг необходимо создание механизмов контроля объема и качества их предоставления с использованием специальных технических средств. Поэтому

SIGMA
ИНФОРМАЦИОННЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ

**Биллинговые решения
для предприятий
энергетического
сектора**

www.sigma-it.ru

реклама

на начальном этапе нецелесообразна организация рынка с большим количеством услуг. На начальной стадии либерализации экономических отношений в электроэнергетике целесообразна организация рынка системных услуг только в областях регулирования частоты, активной мощности, напряжения и реактивной мощности, а также резервирования мощности [6]. Такому подходу в целом соответствует перечень услуг, определенный Правилами отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электриче-

ния мощности энергоблока (гидроагрегата) с заданным статизмом регулирования при отклонениях частоты и выполняется локальной (расположенной непосредственно на объекте) системой автоматического управления мощностью (САУМ) энергоблока (или регулятором частоты вращения гидроагрегата). При повышении/снижении частоты вращения регулятор прикрывает/открывает регулирующие органы турбины и уменьшает/увеличивает выпуск энергоносителя. Первичное регулирование частоты включает в себя

бителей (предотвращение срабатывания АЧР) — [10]. До запуска рынка системных услуг НПРЧ в ЕЭС России фактически отсутствовало. При этом важность организации НПРЧ на современном этапе обусловлена множеством факторов. Среди них — увеличение в последние годы доли потребителей, мощность которых не зависит от частоты, а это приводит к тому, что потребляемая ими мощность не падает при снижении частоты и утяжеляет тем самым режим. В период развития ЕЭС России, связанного с вводом большинства действующих сегодня крупных электростанций в условиях ограниченной пропускной способности системообразующих сетей, локализация небалансов мощности часто осуществлялась путем разрыва «слабых» связей и отделения избыточных и дефицитных частей энергосистемы. Необходимое развитие основной сети ЕЭС России с усилением связей и повышением пропускной способности создает условия для распространения возникающих небалансов на все энергообъединение. Кроме того, складывающаяся в электроэнергетике система отношений вынуждает искать пути предотвращения аварий без массового отключения потребителей средствами противоаварийной автоматики, альтернативой которому является поддержание резервов НПРЧ.

Средства на оплату системных услуг поступают от покупателей оптового рынка электроэнергии и мощности в соответствии с установленным ФСТ специальным тарифом на услуги СО, предназначенным для целевого использования в рамках рынка системных услуг и механизма гарантирования инвестиций.

ской энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг. Рассмотрим подробнее каждый из предусмотренных Правилами видов услуг.

НПРЧ и АВРЧМ

Регулирование частоты включает в себя три взаимосвязанные задачи:

- первичное регулирование, обеспечивающее стабильность частоты, то есть удержание ее отклонений в допустимых рамках при нарушении общего баланса мощности в любой части энергосистемы;
- вторичное регулирование, позволяющее восстановить нормальный уровень частоты и плановые режимы обмена мощностью между частями энергосистемы или регионами;
- третичное регулирование, позволяющее поддерживать заданные величины вторичных резервов и восстанавливать их в случае использования данных резервов в процессе регулирования частоты.

Первичное регулирование осуществляется посредством измене-

общее (ОПРЧ) и нормированное первичное регулирование. В соответствии с действующими нормативно-техническими документами общее первичное регулирование, которое не предполагает размещения на электростанциях выделенного резерва, должно осуществляться всеми электростанциями.

Под нормированным первичным регулированием частоты (НПРЧ) понимается часть первичного регулирования, осуществляемая в целях обеспечения гарантированного качества первичного регулирования и повышения надежности энергообъединения выделенными электростанциями (энергоблоками) нормированного первичного регулирования, на которых запланированы и постоянно поддерживаются резервы первичного регулирования, обеспечено их эффективное использование в соответствии с заданными для НПРЧ характеристиками (параметрами) первичного регулирования. Гарантированное качество первичного регулирования в синхронной зоне должно обеспечить удержание текущих значений частоты в пределах, безопасных для энергоблоков АЭС и ГРЭС и потре-

Величина управляющего воздействия на мощность энергоблока при статическом первичном (общем и нормированном) регулировании частоты формируется пропорционально ее отклонению, установленному в результате измерения частоты вращения ротора турбины. Пропорциональная зависимость между положением регулировочного элемента турбины и отклонением частоты вращения не позволяет осуществить полное устранение такого отклонения, поскольку именно его отличие от нуля определяет изменение состояния регулировочного элемента. Статический регулятор может лишь уменьшить отклонение частоты вращения, которое возникло бы при отсутствии регулирования, до остаточного отклонения, во много

раз меньшего при наличии регулирования. Относительное остаточное отклонение частоты вращения определяет наклон характеристики регулирования, зависящий от коэффициента статизма. Таким образом, при любой степени эффективности первичное регулирование частоты хотя и ограничивает ее отклонения, но не способно восстановить нормальный уровень частоты после появления небаланса мощности.

Задачу восстановления нормального уровня частоты решает *вторичное регулирование*, под которым понимается процесс изменения активной мощности специально выделенных электростанций для компенсации возникшего небаланса мощности, ликвидации перегрузки транзитных связей, восстановления частоты и заданных внешних перетоков и, как следствие, резервов первичной регулирующей мощности, использованных при действии первичного регулирования [10].

В отличие от первичного регулирования частоты в процессе вторичного регулирования мощность турбины изменяется в зависимости от частоты переменного тока в электрической сети. Автоматическое вторичное регулирование осуществляется по команде центрального регулятора системы АРЧМ в диспетчерском центре, реализующего астатическое регулирование параметра (частоты или перетока активной мощности). Команды центрального регулятора отрабатываются САУМ энергоблоков тепловых электростанций, ГРАМ⁴ ГЭС в виде внеплановых заданий (приращений к плановому заданию) мощности.

В настоящее время не все электростанции технически готовы участвовать в НПРЧ и АВРЧМ. Для этого необходимо оснащение генерирующих установок современными системами автоматического регулирования, а также наличие оборудования и каналов связи с диспетчерским центром (для АВРЧМ). Рынок системных услуг призван компенсировать затраты генерирующих компаний, связанные с обе-

спечением технической возможности участия в НПРЧ и АВРЧМ.

Услуги по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии

При создании полноценного рынка услуг по регулированию реактивной мощности и напряжения многие страны сталкиваются с проблемой однозначного понимания того, что именно является предоставляемой и приобретаемой услугой, кто должен быть ее продавцом или покупателем. Это обусловлено как спецификой физической сущности реактивной мощности, так и особенностями ее генерации и потребления и возможностями локального регулирования уровней напряжения в сети. При этом недостаточная оснащенность средствами компенсации реактивной мощности приводит к сложностям в регулировании напряжения в отдельных узлах ЕЭС России. Неудовлетворительное состояние средств компенсации реактивной мощности в отдельных узлах электрической сети приводит к тому, что генерирующее оборудование электростанций становится фактически единственным эффективным средством поддержания допустимых уровней напряжения в этих узлах и прилегающих к ним участках сети. В ряде случаев эти задачи могут быть решены путем привлечения генераторов к работе в режиме синхронного компенсатора (далее — СК). Будучи основным источником реактивной мощности в электроэнергетической системе, генераторы электростанций одновременно являются важнейшими средствами регулирования напряжения. Генераторы, работающие в режиме СК, могут быть использованы в качестве временного (на время неработоспособности основных средств компенсации реактивной мощности, реализации проектов по их установке в сетях и т. п.) или постоянного (выведенные из эксплуатации в качестве источников электроэнергии генераторы) источника реак-

тивной мощности. Применение генераторов, работающих в режиме СК, является эффективным средством предотвращения недопустимых отклонений напряжения в прилегающей сети. В режиме СК генератор работает как синхронный двигатель с относительно небольшой механической нагрузкой, потребляя из сети активную мощность и выдавая или потребляя реактивную. Анализ информации о работе генераторов в режиме СК (за 2006—2009 гг.) показал, что такой режим широко и стабильно востребован. Возможность регулирования реактивной мощности изначально заложена в конструкцию генераторов, что делает реактивную мощность, получаемую от генераторов на электростанциях, наиболее дешевой. Однако работа этих машин в режиме синхронного компенсатора сопряжена с определенными затратами, возместить которые способен рынок системных услуг.

Услуги по развитию систем противоаварийного управления

Целью противоаварийного управления является предотвращение, прекращение аварийных нарушений и их каскадного развития, скорейшее восстановление режима энергосистемы после возмущения. Для решения этих задач используется противоаварийная автоматика. Благодаря ее применению удается избежать системных аварий с длительными перерывами в электроснабжении потребителей на значительной территории. Современная общесистемная противоаварийная автоматика ЕЭС России не допускает нарушения динамической или статической устойчивости параллельной работы электрических станций или сохраняет результирующую устойчивость функционирования ЕЭС. Повышение устойчивости может быть достигнуто и другими путями, например повышением пропускной способности сети, однако такие способы требуют значительных капиталовложений и имеют длительные сроки реализации. Таким образом, использование специальной

⁴ ГРАМ — групповой регулятор активной мощности.

противоаварийной автоматики является одним из наиболее эффективных средств повышения устойчивости энергосистемы. Противоаварийная автоматика представляет собой комплексы рассредоточенных по электроэнергетическим системам автоматических устройств, связанных каналами обмена информацией и централизованно управляемых. Среди них особое место занимает автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ). АПНУ образуют локальные комплексы энергоузла, а также централизованные комплексы районной или объединенной энергосистемы. Централизованные комплексы противоаварийной автоматики уровня объединенной энергосистемы находятся в диспетчерских центрах Системного оператора.

Под услугами по развитию систем противоаварийного управления Системным оператором в настоящее время понимается создание (модернизация, реконструкция) на объектах генерации и в электроустановках потребителей комплексов технических средств, входящих в состав:

- централизованных систем противоаварийной автоматики (ЦСПА) энергосистемы с установленной мощностью объектов генерации не менее 8000 МВт;
- локальных комплексов автоматики предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ) на генерирующих объектах мощностью 2400 МВт и более.

Создание указанных систем и комплексов направлено на повышение надежности энергосистемы в целом и не является необходимым исключительно для обеспечения работы объекта, на котором устанавливаются технические средства, чем обусловлена некоторая «безадресность» этого процесса. При этом важно отметить, что на современном этапе невозможно и нецелесообразно отказываться от обязательных требований к установке оборудования защиты и автоматики, необходимых для обеспечения функционирования самого объекта. Поэтому к услугам по развитию систем противоаварийного управления не будет относиться уста-

новка на объектах электроэнергетики технических средств защиты и автоматики, предусмотренных техническими условиями на технологическое присоединение и другими обязательными требованиями. На рынке системных услуг будут компенсироваться затраты генерирующих компаний и потребителей электроэнергии на установку и эксплуатацию на соответствующих объектах оборудования ЦСПА или ЛАПНУ. В соответствии с Правилами основанием для создания таких систем будут являться технико-экономические обоснования, разработанные Системным оператором.

Выводы

Оперативно-диспетчерское управление режимами энергосистем, регулирование частоты и напряжения, резервирование мощностей, предотвращение и ликвидация аварий необходимы вне зависимости от существующей модели административно-хозяйственного управления и экономических отношений в электроэнергетике. При определенных условиях организация таких процессов может поставить в неравные условия отдельных участников конкурентного рынка электроэнергии, вызывая появление у них дополнительных некомпенсируемых рынком затрат на поддержание надежности и качества функционирования энергосистемы. В таких случаях целесообразно выделить отдельные виды деятельности по обеспечению системной надежности в самостоятельные оплачиваемые услуги, механизмы организации которых должны покрывать расходы участника рынка на оказание услуг и упущенную выгоду на рынке электроэнергии и мощности, а также гарантировать получение необходимой прибыли. При этом вовсе не обязательно создавать отдельные услуги для каждого из процессов обеспечения системной надежности. Оплата отдельных составляющих комплекса действий по обеспечению системной надежности может осуществляться с использованием иных механизмов. Например, участие в общем первичном регулировании частоты для всех электростан-

ций является обязательным, а оплата ведется через рынок мощности путем включения затрат в цену мощности объекта, при этом, если фактически ОПРЧ отсутствует, происходит уменьшение величины платы за мощность. Оплата услуг, оказываемых электросетевыми компаниями, входит в тариф на передачу электроэнергии, и изменение такой схемы финансирования на «рыночную» представляется (по крайней мере, в ближайшей перспективе) нецелесообразным. Формирование рынка системных услуг — не самоцель, оно должно быть направлено на разработку экономических механизмов привлечения субъектов электроэнергетики к участию в поддержании требуемого уровня надежности и качества функционирования ЕЭС России.

Литература

1. Стофм С. Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии. — М.: Мир, 2006.
2. EURELECTRIC. Thermal Working Group. Ancillary Services. Unbundling Electricity Products — an Emerging Market // February 2004. Ref: 2003-150-0007.
3. DIRECTIVE 2009/72/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009.
4. Energy Regulators Regional Association. Tariff and Pricing Committee. Issues in the Determination of Tariffs for Ancillary Services. 2003.
5. Гамм А. 3. Моделирование рынка технических услуг электроэнергетических систем // Изв. РАН // Энергетика. № 1. 1997.
6. Шкатов В. Системные услуги на рынке электроэнергии // ЭнергоРынок, 2004. № 9.
7. Карташев И. И., Тульский В. Н., Шамонов Р. Г. и др. / Под ред. Ю. В. Шарова. Управление качеством электроэнергии. — М.: ИД МЭИ, 2006.
8. Калентиюнок Е.В., Прокопенко В.Г., Федин В.Т. / Под общ. ред. В. Т. Федина. Оперативное управление в энергосистемах. — Минск: Высшая школа, 2007.
9. СО 153-34.20.562-2003 // Инструкция по предупреждению и ликвидации аварий на тепловых электростанциях.
10. Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков // Утв. Решением Электроэнергетического совета СНГ (Протокол № 32 от 12 октября 2007 г.).