

Вопросы нормативного регулирования технологической деятельности в электроэнергетике, определяющего возможность применения тех или иных организационных и технических разработок на практике и создающего тем самым основу их использования, следует выделить из многообразия тем, обсуждаемых в рамках международных электроэнергетических организаций (VLPGO, CIGRE и др.).

Задача регулирования частоты электрического тока в сравнительно небольших энергосистемах, в которых функционируют крупные генерирующие источники, требует особого подхода как к вопросу создания резервов, так и к вопросу допустимых технических характеристик оборудования, включаемого в энергосистему.

Наиболее ярко необходимость особого подхода проявляется в островных энергосистемах, таких как Мальта, Кипр, Тенерифе и др., чей опыт может быть учтён и использован при совершенствовании системы нормативного регулирования технологической деятельности.

В этой рубрике журнала мы публикуем статью специалистов, изучивших с этой целью организацию регулирования частоты в энергосистеме Кипра. Установлено, что кипрский системный оператор предъявляет достаточно жёсткие технические требования к эксплуатируемому в энергосистеме генерирующему оборудованию, при этом местным законодательством зафиксирована обязательность выполнения этих требований собственниками генерирующего оборудования, что является «краеугольным камнем» надёжной работы энергосистемы.

Особенности регулирования частоты в энергосистеме Кипра

Андрей САФРОНОВ, начальник отдела
Службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики,
Юрий ФЕДОРОВ, ведущий эксперт
департамента технического регулирования,
ОАО «СО ЕЭС»

Изучение особенностей работы островной энергосистемы Кипра, управляемой системным оператором Cyprus Transmission System Operator, представляет интерес в связи с присущей ей спецификой:

- наличием на тепловых электростанциях энергоблоков сравнительно большой единичной установленной мощности на фоне невысокого уровня потребления;

- значительной и постоянно увеличивающейся в энергобалансе долей генерации на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ).

Эти особенности привели к необходимости установления специальных требований к допустимым диапазонам регулирования частоты в энергосистеме Кипра, что в свою очередь повлекло за собой ужесточение технических требований к эксплуатируемому в энергосистеме генерирующему оборудованию.

В этой связи заслуживает внимания и дальнейшего изучения опыт системного оператора энергосистемы Кипра в части:

- состава, принципов и процедур формирования требований, предъявляемых к генерирующим установкам, в том числе ВИЭ, по их участию в регулировании частоты в целях обеспечения устойчивости энергосистемы;
- установления требований к резервам активной мощности, в частности принципов определения минимально необходимых объёмов вращающихся резервов активной мощности при планировании режима работы энергосистемы;
- восстановления энергосистемы после полного погашения;
- технологического присоединения к электрической сети новых энергообъектов.

СТРУКТУРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Оперативно-диспетчерское управление энергосистемой Кипра осуществляет Системный оператор — Сургус TSO (Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς), являющийся независимой государственной компанией, образованной в 2004 году путём выделения из государственной энергокомпании EAC (*Electricity Authority of Cyprus*), которая является владельцем традиционных тепловых электростанций, а также передающих и распределительных сетей и единственным поставщиком электроэнергии на острове, выполняя одновременно роль оператора распределительных сетей и электроснабжающей компании.

В соответствии с законом о рынке электроэнергии, Системный оператор разрабатывает, а регулирующий орган (CERA) утверждает технические правила работы энергосистемы — Правила передачи и распределения электроэнергии (далее — Правила TDRules). Эти правила определяют функциональные процессы и принципы сотрудничества Системного оператора, производителей, поставщиков, оператора распределительных сетей и присоединённых к энергосистеме потребителей. Правила TDRules являются обязательными для всех субъектов — держателей лицензии CERA или обладающих правом работы в энергосистеме Кипра (производство электроэнергии на крупных электростанциях, электроснабжение потребителей, передача и распределение электроэнергии).

Правила TDRules являются типичным европейским системным кодексом и сформированы по аналогии с системными кодексами европейских стран. Правила включают две части: Правила передачи электроэнергии и Правила распределения электроэнергии. Часть I Правил состоит из следующих разделов (объём 270 стр.):

- T0 — Общие условия;
- T1 — Условия присоединения;
- T2 — Правила планирования;
- T3 — Прогнозы потребления;
- T4 — Правила оперативного планирования;

- T5 — Системные услуги:
 - T5.1 — Введение;
 - T5.2 — Область применения;
 - T5.3 — Регулирование частоты;
 - T5.4 — Регулирование напряжения;
 - T5.5 — Оперативный резерв;
 - T5.6 — Запуск из обесточенного состояния;
- T6 — Управление потреблением в аварийных условиях:
 - T6.1 — Введение;
 - T6.2 — Цель;
 - T6.3 — Область применения;
 - T6.4 — Процедуры применения аварийного управления нагрузкой по инструкциям Системного оператора;
 - T6.5 — Автоматическая частотная разгрузка;
 - T6.6 — Автоматическое восстановление частоты;
 - T6.7 — Автоматическое отключение при снижении напряжения;
 - T6.8 — Автоматическое отключение при повышении напряжения;
- T7 — Условия для малых генерирующих установок;
- T8 — Информационный обмен;
- T9 — Эксплуатационные испытания;
- T10 — Оперативное управление и восстановление энергосистемы;
- T11 — Мониторинг, испытания и расследование;
- T12 — Координация по безопасности;
- T13 — Процедуры и стандарты измерений;
- T14 — Правила планирования графика выработки электроэнергии;
- T15 — Диспетчеризация генерации;
- T16 — Дополнительные условия для электростанций на базе ВИЭ.

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ КИПРА, КОНТРОЛИРУЕМОЙ CYPRUS TSO

Синхронная зона энергосистемы Кипра до 1996 г. охватывала всю территорию острова, но в настоящее время энергосистема северных территорий Кипра работает изолированно, получая электроэнергию от двух энергоблоков по 60 МВт, и не контролируется оператором Сургус TSO. В 2007 и 2011 годах обе части энергосистемы кратковременно работали синхронно после крупных аварий на энергообъектах южных территорий.

Установленная мощность электростанций в зоне ответственности Сургус TSO составляет 1686 МВт, включая 208,4 МВт ВИЭ (по состоянию на февраль 2015 мощность ВИЭ увеличилась до 229 МВт). Основная доля генерации представлена тепловыми электростанциями (Dhekelia, Vassilikos, Moni) на базе паросиловых, газотурбинных, парогазовых установок и дизель-генераторов, работающих на привозном топливе. Доля ВИЭ в суммарной установленной мощности электростанций составляет 12,4%, а в выработке электроэнергии — 7–7,5%. Целевое значение доли ВИЭ в потреблении электроэнергии на 2020 год — 16%.

Абсолютный максимум нагрузки был зафиксирован на уровне 1148 МВт (2010 г.), в 2014 г. максимум нагрузки составил 910 МВт. Традиционно максимум нагрузки наблюдается в летний период. Минимальная нагрузка характерна для осенне-весеннего периода. В 2013 году ночной минимум нагрузки составил 247 МВт. В структуре потребления 2014 года примерно 35% составляет бытовая нагрузка и 65% — нагрузка промышленных и коммерческих предприятий (табл. 1).

Табл. 1. Установленная мощность электростанций Кипра

Тип	Установленная мощность (2013 г.)		План развития ВИЭ до 2020 г. (в стадии пересмотра)	
	МВт	%	МВт	%
ТЭС:	1477,5	87,6	—	—
ПСУ (6x60 МВт, 3x130 МВт)	750	44,5	—	—
ПГУ (2x220 МВт)	440	26,1	—	—
ГТУ (5x37,5 МВт)	187,5	11,1	—	—
ДГ (2x50 МВт)	100	5,9	—	—
ВИЭ:	208,4	12,4	—	—
ветроустановки	146,7	8,7	175	9,1
фотоэлектрические установки	52	3,1	225	11,7
биомасса	9,7	0,6	15	0,8
солнечные коллекторы	0	0	25	1,3
Итого:	1686	100	1918	100

Специфика управления энергосистемой Кипра заключается в наличии незначительных резервов мощности в период максимума нагрузок, не обеспечивающих компенсацию возможной потери самой крупной генерирующей установки, наличии ограничений по минимальной нагрузке тепловых электростанций в период малых нагрузок в энергосистеме, а также значительной доле ВИЭ (рис.).

Электрические сети Кипра образованы воздушными и кабельными линиями напряжением до 132 кВ включительно. В передающей сети 66—132 кВ функционируют 64 подстанции. В SCADA Системного оператора поступает информация с подстанций 132—66 кВ, включая загрузку фидеров 22 и 11 кВ. Электроснабжение столицы (г. Никосия) осуществляется по кольцевой схеме от нескольких подстанций 132/11 кВ (табл. 2).

Развитая высоковольтная кабельная сеть создаёт проблемы повышенных уровней напряжения и необходимость компенсации реактивной мощности, а также работы генераторов в режиме потребления реактивной мощности в период малых нагрузок. Реакторы были установлены в системе и введены в эксплуатацию в 2014 году.

В перспективе рассматривается проект сооружения межсистемных связей энергосистемы Кипра с энергосистемой Израиля и Греции (через о. Крит — в Афины) по линиям постоянного тока пропускной способностью 2000 МВт. Проект относится к ключевым проектам энергетической инфраструктуры Евросоюза в соответствии с Положением ЕС 347/2013, одобрен Еврокомиссией 14.10.2013 и включён в Деся-

Рис. Схема энергосистемы Кипра



Табл. 2. Электрические сети энергосистемы Кипра

Передающие электрические сети	66 кВ	132 кВ	220 кВ*
ВЛ, км	262,7	465,93 (136,89*)	45,4
КЛ, км	2,35	154,27 (8,12*)	—
Автотрансформаторы, МВА	—	648	—
Трансформаторы, МВА	588	3152	—

* работают на более низком номинальном напряжении

титетный план ENTSO-E по развитию электрической сети (проект документа 2014 года).

РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОКА

Регулирование частоты

Оперативно-диспетчерское управление энергосистемой Кипра осуществляется из национального диспетчерского центра (НДЦ), расположенного в столице, и 4 региональных ДЦ, расположенных в городах: Никосия, Лимассол, Пафос, Ларнака. Также имеются два резервных ДЦ, в которые осуществляется перевод управления при невозможности его осуществления из национального ДЦ.

Регулирование частоты в энергосистеме осуществляется совместным действием первичного регулирования (реализуемого посредством работы автоматических регуляторов генерирующего оборудования электростанций) и оперативного вторичного регулирования (реализуемого посредством выполнения оперативных команд диспетчерского персонала), а также действием противоаварийной автоматики на отключение потребителей (автоматическая частотная разгрузка (АЧР) и управляемым отключением потребителей в случае необходимости).

В интервале времени до 30 секунд с момента снижения частоты её регулирование осуществляется действием регуляторов на генерирующем оборудовании электростанций, а также действием АЧР.

Управление электропотреблением/управление нагрузкой (в случае необходимости, в том числе в нормальном режиме при естественном изменении электропотребления) осуществляется Системным оператором посредством отключения/подключения мощных электроприборов (например, тепловых аккумуляторов, кондиционеров и т.п.) в передающей и распределительной сети, команды на которые передаются по радиосвязи на частоте 283,3 Гц.

Регулирование частоты в нормальном режиме, связанное с изменением потребления в энергосистеме, осуществляется по диспетчерским командам на изменение мощности паросиловых блоков на электростанции Dhekelia. В случае необходимости для управления привлекаются энергоблоки других крупных электростанций.

Согласно Правилам TDRules, все генерирующие установки должны быть оснащены быстродействующим регулятором скорости турбины пропорциональ-

ного действия и регулятором нагрузки, при этом настройка регулятора скорости турбины соответствует статизму 3—5%.

При регулировании частоты также осуществляется контроль электрического времени. Максимальное отклонение не должно превышать 1,5—2 с (нормативно не установлено).

В соответствии с требованиями Правил TDRules установлено номинальное значение частоты 50,0 Гц и следующие допустимые диапазоны изменения частоты в энергосистеме:

- нормальный диапазон: 49,5—50,5 Гц;
- допустимый диапазон (при возмущениях): 47,0—52,0 Гц.

Активизация резерва первичного регулирования должна производиться при отклонениях частоты за пределы 49,9—50,1 Гц.

Вышеуказанные требования (находятся в настоящее время в процессе обсуждения) имеют значительные отличия от требований Кодекса по регулированию частоты¹ Европейской ассоциации системных операторов ENTSO-E для большинства энергосистем Европейского энергообъединения. Так, например, нормально допустимое отклонение частоты в энергосистеме Кипра (± 500 мГц) существенно больше, чем для стран Континентальной Европы (± 200 мГц). Максимально допустимое отклонение частоты в энергосистеме Кипра также существенно выше, чем для стран Континентальной Европы и Великобритании (± 800 мГц), Ирландии и стран Северной Европы (± 1000 мГц).

Кроме того, Правила TDRules устанавливают требования к генерирующему оборудованию, вновь подключаемому к сети, в т.ч. ВИЭ (ветроустановки и солнечные (фотоэлектрические) установки), по минимальной длительности работы при отклонениях частоты:

- в диапазоне 49,5—50,5 Гц — длительная работа с номинальной нагрузкой;
- в диапазоне 47,5—49,5 Гц и 50,5—52,0 Гц — 60 мин;
- в диапазоне 47,0—47,5 Гц — 10 с (для каждого случая снижения частоты ниже 47,5 Гц);
- при изменении частоты со скоростью до 1,0 Гц/с (находится в настоящее время в процессе обсуждения, расчёт на скользящем интервале времени 0,5 с) установки должны сохранять синхронный режим работы.

Сравнение требований к генерирующему оборудованию, установленных Правилами TDRules и содержащихся в Кодексе ENTSO-E на присоединение генерации², также иллюстрирует их значительное различие. Так, минимальная длительность работы генерирующего оборудования при отклонениях частоты в энергосистеме Кипра до 47,5 и 52 Гц (60 минут) выше, чем в странах Континентальной и

¹ Проект сетевого кодекса ENTSO-E Load-Frequency Control and Reserves (представлен на утверждение в Еврокомиссию в 2013 г.).

² Проект сетевого кодекса ENTSO-E Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (представлен на утверждение в Еврокомиссию в 2013 г.).

Северной Европы, а также странах Балтии (30 минут при частоте 47,5 — 48,5 Гц и 51,0 — 51,5 Гц).

Правила TDRules также устанавливают следующие требования к генерирующему оборудованию:

- в диапазоне 49,8—51,0 Гц генерирующие установки должны устойчиво работать с минимально допустимой нагрузкой;
- способность к синхронизации в диапазоне 48,0—52 Гц;
- технологический минимум должен составлять не менее 50% располагаемой мощности;
- скорость изменения нагрузки не менее 1,5% располагаемой мощности в минуту.

Дополнительные требования к ВИЭ, обеспечивающие устойчивость работы энергосистемы в условиях изменения частоты:

- в диапазоне частот 50,25—50,7 Гц мощность ВИЭ должна постепенно снижаться (текущие настройки, согласованные с оператором Surgus TSO: снижение мощности генерации на 35% номинальной мощности при 50,25 Гц, на 70% — при 50,5 Гц и на 100%, т.е. 0% генерации, — при 50,7 Гц);
- средняя за 10 мин — скорость набора нагрузки ветропарками не должна превышать 7,5% номинальной мощности для парков мощностью 8—20 МВт и 3,5% для более мощных парков;
- средняя за 1 мин скорость набора нагрузки ветропарками не должна превышать 15% для парков мощностью 8—20 МВт и 7% для более мощных парков.

При значительном снижении частоты в энергосистеме (ниже 49,5 Гц) действует автоматическая частотная разгрузка (АЧР). АЧР имеет 13 быстродействующих ступеней (0,2—0,35 с) и две специальные ступени: АЧР с выдержкой 35—50 с (14 ступень), способствующая восстановлению частоты от ниже 49,5 Гц до допустимого значения, и АЧР по скорости снижения частоты (15 ступень), действующая при из-

менении частоты со скоростью более 1 Гц/с (с временной задержкой 300 мс).

Суммарный объем подключенной к АЧР нагрузки в энергосистеме составляет около 60—65%, критически важные потребители не подключены к АЧР, для остальных потребителей подключение к АЧР является обязательным. В большинстве случаев АЧР действует на отключение нагрузки, подключенной к распределительной сети (табл. 3).

Подключение нагрузки, отключенной в результате действия АЧР, осуществляется вручную. В большинстве случаев восстановление электроснабжения отключенной нагрузки и нормального режима работы энергосистемы происходит в течение 30 мин.

Восстановление энергосистемы после полного погашения осуществляется посредством запуска электростанций из обесточенного состояния (продолжительность подобного запуска составляет 45 минут) и последующего включения участков электрической сети с контролируемым набором нагрузки генерирующим оборудованием электростанций. Для обеспечения восстановления энергосистемы после полного погашения предусмотрено наличие ГТУ мощностью 37,5 МВт на электростанции Vassilikos и Moni, которые через 12—15 мин после автономного запуска готовы к набору нагрузки, начиная с минимальных значений в 1—2 МВт.

Увеличение объема ВИЭ в энергосистеме Кипра приводит к снижению суммарного момента инерции вращающихся машин, что усложняет управление энергосистемой в аварийных ситуациях. В случае крупных возмущений частота достигает минимально допустимых значений в течение 2—3 с. В редакции Правил TDRules 2012 года (по сравнению с редакцией аналогичного документа 2006 года) допустимая скорость изменения частоты, при которой генерирующее оборудование должно оставаться подключенным к энергосистеме, была увеличена с 0,6 до 1 Гц/с.

Большая доля ВИЭ требует контроля генерируемой мощности в периоды малых нагрузок (ночные и утренние часы, в особенности в весенне-осенний период) с учетом ограничений по минимальной нагрузке включенного генерирующего оборудования ТЭС. С этой целью в системе SCADA/EMS Системного оператора Кипра внедрена функция автоматического ограничения мощности ветропарков с целью обеспечения баланса мощности в энергосистеме и устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС.

Дальнейший рост доли ВИЭ в структуре генерирующей мощности требует решения вопросов об увеличении резервов мощности для покрытия случайных колебаний нагрузки ВИЭ, развития системы управления потреблением электроэнергии, привлечения ВИЭ к управлению активной мощностью, внедрения накопителей энергии, строительства межсистемных связей с ближайшими странами.

Табл. 3. Настройка АЧР в энергосистеме Кипра

Ступень АЧР	Частота срабатывания, Гц	Задержка по времени срабатывания, с	Доля отключаемой нагрузки, %
1.	49,0	0,2	4
2.	48,9	0,2	4
3.	48,8	0,2	3
4.	48,7	0,2	8
5.	48,6	0,2	4
6.	48,5	0,2	4
7.	48,4	0,2	4
8.	48,3	0,2	1
9.	48,2	0,35	7
10.	48,1	0,35	6
11.	48,0	0,35	5
12.	47,75	0,35	9
13.	47,5	0,35	9
14.	49,5	35—50	6
15. (df/dt>1,0 Гц/с)	49,9	0,3	2—3

³ В настоящее время проводится корректировка терминологии под требования сетевого кодекса ENTSO-E по регулированию частоты и перетоков мощности, который использует термины «резерв удержания», «резерв восстановления», «резерв замещения» соответственно.

РЕЗЕРВ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Отклонения частоты от номинального значения ликвидируются за счёт использования резервов активной мощности. Резерв мощности образован следующими составляющими.

1. Оперативный резерв³ — первичный, вторичный и третичный.
2. Резерв замещения (в ЕЭС России аналогом данного вида резерва является холодный резерв).
3. Аварийный резерв (для компенсации ошибки прогноза потребления и аварийного отключения объектов генерации).

Резерв мощности определяется с учётом следующих факторов:

- текущий режим;
- допустимость отключения нагрузки;
- затраты на поддержание резерва;
- величина наибольшего возможного небаланса активной мощности;
- климатические условия, влияющие на надёжность функционирования оборудования электрических станций и сетей;
- расчётная величина снижения частоты, определённая с использованием динамической модели энергосистемы.

В соответствии с требованиями Правил TDRules генерирующие установки должны иметь возможность размещения оперативного резерва мощности:

- первичный резерв — не менее 5% располагаемой мощности (табл. 4);
- вторичный резерв — не менее 8% располагаемой мощности;
- третичный резерв — не менее 10% располагаемой мощности.

Величина оперативного резерва определяется технико-экономическими расчётами, а затраты на поддержание резерва включаются в стоимость тарифа на электроэнергию.

Величина резерва замещения определяется двумя составляющими:

- резерв для покрытия неопределённости прогноза ветрогенерации;
- резерв для восстановления объёмов первичного и вторичного резерва, а также величины отключённой нагрузки при аварийном отключении наиболее крупного энергоблока (табл. 5).

Величина аварийного резерва мощности определяется на предстоящие 24 ч с учётом статистики аварийности генерирующих установок, выявленных

Табл. 4. Величина предоставляемого первичного резерва

Электро-станция	Тип установ-вок	Количе-ство уста-новок	Величина первичного резерва на установке, МВт
Vassilikos	ПСУ	3	4—5
	ПГУ	2	15 («1+1»), 30 («2+1»)
Dhekelia	ПСУ	6	10
	ДГ	6	1
Vassilikos + Moni	ГТУ	5	15

рисков на определённых генерирующих установках, неопределённости прогноза нагрузки.

В настоящее время при планировании суммарная величина первичного резерва на загрузку должна составлять не менее 29 МВт (целевая величина — 40 МВт), а на разгрузку — 15 МВт (отключение фидера с наибольшей нагрузкой). Поскольку объём первичного резерва меньше мощности наиболее крупной генерирующей единицы, в случае аварийного отключения энергоблока для обеспечения допустимого уровня частоты также используется АЧР.

Величина вращающегося резерва, образованная суммой первичного и вторичного резерва, должна составлять не менее 60 МВт.

Величина резерва замещения составляет в среднем порядка 140 МВт, в т.ч. 130 МВт — мощность наиболее крупного блока и 11,25 МВт — 1/2 среднего значения отклонения мощности ветрогенерации.

ОСОБЕННОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ, СВЯЗАННЫЕ СО СТРУКТУРОЙ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ

Наличие в энергосистеме Кипра генерирующего оборудования большой единичной мощности, составляющей значительную долю от характерного уровня электропотребления, имеет следствием применение особых подходов к установлению нормативной величины вращающихся резервов. Нормативный объём резервов в энергосистеме Кипра не обеспечивает компенсацию аварийного отключения наиболее крупного энергоблока, как это предусмотрено в ЕЭС России и в соответствии с правилами ENTSO-E, по экономическим соображе-

Табл. 5. Виды резерва мощности

Вид резерва	Оперативный резерв			Резерв замещения	Аварийный резерв
	Первичный	Вторичный	Третичный*		
Время реализации	5—20 с	20 с — 20 мин	5—20 мин	20 мин — 4 ч	4—24 ч
Средства реализации	Автоматическое участие генераторов, АЧР	Команды диспетчера на изменение нагрузки станций, АЧР	ГТУ на базе авиационных турбин, АЧР	Промышленные ГТУ, ручное отключение нагрузки	Запуск ПСУ, ручное отключение нагрузки

* Третичный резерв рассматривается как часть вторичного резерва.

Фото предоставлены Cyprus TSO



Ветропарк «Оритес» в районе г. Пафос установленной мощностью 82 МВт, подключённый к электросети напряжением 132 кВ



ниям (чрезмерная затратность выполнения полной компенсации).

Данное решение приводит к следующим особенностями функционирования энергосистемы Кипра и организации электроснабжения потребителей в аварийных электроэнергетических режимах:

- нормативно установлены требования к допустимой величине и длительности отклонения частоты, существенно превышающие действующие требования в энергосистемах Западной Европы (например, нормально допустимое отклонение частоты составляет +/-0,5 Гц);
- следствием вышеуказанного является установление существенно более жёстких требований к допустимым режимам работы генерирующего оборудования при отклонениях частоты (например, устойчивая непрерывная работа генерирующего оборудования должна обеспечиваться в течение 60 минут при снижении частоты до 47,5 Гц);
- необходимость установления жёстких требований к ВИЭ по допустимым частотно-временным характеристикам работы;
- постоянное использование ресурса отключения потребителей (АЧР) при авариях, связанных со

снижением частоты, при этом длительность отключения потребителей может быть значительной ввиду отсутствия возможности обеспечить баланс активной мощности в энергосистеме. Объём АЧР в энергосистеме Кипра составляет 68%.

ВЫВОДЫ

Энергосистема Кипра представляет собой характерный пример того, что в энергосистемах с небольшим уровнем электропотребления требуется создание значительных резервов мощностей. Превышение установленной мощности над величиной максимума электропотребления в 2014 году составило 85%.

В связи с наличием в энергосистеме Кипра крупных энергоблоков с большой установленной мощностью (установленная мощность наиболее крупного энергоблока составляет 24% от максимума потребления 2014 года) характерной особенностью энергосистемы являются сложности с регулированием частоты электрического тока.

Вышеуказанные особенности энергосистемы Кипра обусловили необходимость пересмотра подходов к регулированию частоты в энергосистеме,

которые существенно отличаются от требований ENTSO-E. Изменение подходов в свою очередь привело к необходимости ужесточения технических требований к эксплуатируемому в энергосистеме генерирующему оборудованию. Однако политика в отношении дополнительных резервов в настоящее время находится в стадии пересмотра Cyprus TSO.

Интерес представляет изучение практики предъявления к производителям и поставщикам оборудования вышеуказанных технических требований с целью анализа возможности применения аналогичных подходов в отдельных энергосистемах России, характеризующихся сходными режимно-балансовыми показателями, а также возможностью перехода в изолированный режим работы. 

Распредустройство ПС 132 кВ «Псевдас» для присоединения ветропарка «Айя Анна» установленной мощностью 20 МВт



Фото предоставлено Cyprus TSO