

Регулирование электрических режимов энергосистем СНГ

ШАРОВ Ю.В., к. т. н., член правления ПАО «Интер РАО»

КУПЧИКОВ Т.В., инж., председатель исполкома ЭЭС СНГ

ГЕРИХ В.П.¹, к. т. н., советник председателя ИКЭЭС СНГ

ЕРМОЛЕНКО Г.В., к. т. н., директор департамента внешних связей ИК ЭЭС СНГ

Аннотация. Рассмотрены принципы регулирования отдельных режимных параметров энергосистем СНГ и (или) их комбинаций, с акцентом на терминологию и нюансы.

Ключевые слова: энергосистема, частота, напряжение, переток мощности, нормативное возмущение, противоаварийная автоматика, сальдо мощности энергосистемы, первичное и вторичное регулирование параметров, зона нечувствительности регуляторов, резервы мощности.

Иногда в различных документах используются и даже по-разному интерпретируются такие абстрактные понятия, как «первичное, вторичное регулирование» без указания предмета регулирования или «первичное и вторичное регулирование частоты и перетоков мощности» в качестве обобщающего понятия, когда речь идёт о регулировании, например, только частоты, хотя и частота, и мощность совместно присутствуют только в одном законе регулирования, в регулировании сальдо мощности энергосистемы (блока энергосистем, зоны регулирования) с коррекцией по частоте. Встречается и понятие «зона нечувствительности первичного регулирования», которое не вполне корректно, так как к регулируемому эффекту нагрузки нечувствительность не применима, а рабочие точки не всех первичных регуляторов обязательно находятся в середине зоны нечувствительности, и какая-то часть из них реагирует на малые отклонения частоты.

Учитывая то, что при возмущениях энергосистемы бывает необходимо регулировать не один параметр, в [1, 2], например, в качестве обобщающего понятия используется «регулирование режима». При аварийном возмущении в отдельной энергосистеме возможны отклонения многих параметров от допустимых значений, что приводит к действию практически всех регуляторов и частоты, и напряжения, и сальдо мощности нескольких энергосистем.

Процесс регулирования режима после возмущений энергосистемы условно делится на следующие три фазы (стадии): первичное (ограничение отклонений режимных параметров), вторичное (восстанов-

ление плановых режимных параметров) и третичное (восстановление нормального режима²). Условно потому, что нет чётких границ между ними. Например, при аварийном небалансе мощности, вызывающем отклонение частоты, одновременно с первичными регуляторами частоты действуют вторичный регулятор частоты и регуляторы сальдо мощности «аварийной» энергосистемы с коррекцией по частоте, но их влияние незначительно на этой стадии из-за меньшего быстродействия. Поэтому неточно говорить, что после первичного регулирования начинается вторичное регулирование параметра. С другой стороны, процесс регулирования на разных его стадиях включает в себя и действие различных автоматических устройств, и оперативное («ручное») регулирование. Также отмечается, что не при всех возмущениях необходимо регулирование вообще или отдельных стадий — например, при аварийном отключении отдельной ЛЭП, если перетоки в контролируемых сечениях остались в допустимых пределах, и потери мощности изменились незначительно, никакое регулирование не требуется; если перетоки допустимы по послеаварийным условиям, согласно «Методическим указаниям по устойчивости параллельно работающих энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии» [3], то потребуются вторичное регулирование перетока, без первичного.

В случае нормативных возмущений в нормальном режиме (*иначе возмущения не относятся к нормативным*) различают:

- первичное и вторичное регулирование частоты;

² Вопросы топливообеспечения здесь не рассматриваются, однако представляется, что недостаток резервов топлива на отдельных электростанциях [1] не мешает считать режим нормальным, если в целом в энергосистеме топлива достаточно.

¹ Gvp@energo-cis.org

- первичное и вторичное регулирование перетока мощности;
- первичное и вторичное регулирование напряжения;
- первичное и вторичное регулирование сальдо мощности энергосистемы (района регулирования) с коррекцией по частоте;
- третичное регулирование мощности.

Первичное регулирование частоты (ПРЧ) синхронной зоны энергосистем СНГ, Балтии и Грузии (СЗ) предназначено для ограничения отклонения частоты и осуществляется солидарным участием всех энергосистем СЗ. В СЗ различают нормированное и общее ПРЧ. При этом участие энергосистем в нормированном ПРЧ по сравнению с общим ПРЧ регламентируется и включает резервы, их равномерное размещение в энергосистеме, постоянство скорости их мобилизации; зону нечувствительности и статизм регуляторов, а также точность и цикличность измерения частоты. Более серьезное требование — выдача первичного резерва мощности пропорционально текущей доли отклонения частоты от согласованного квазистационарного значения должна продолжаться до восстановления нормального значения частоты (вхождения частоты в зону нечувствительности регулятора).

Нормативный первичный резерв СЗ принимается равным наибольшему нормативному аварийному небалансу согласно [3] и распределяется между энергосистемами пропорционально их потреблению. Регулирующий эффект нагрузки по частоте, примерно 1%/Гц, при этом не учитывается. Но, так как потребление по определению не постоянно, используется годовое потребление за предыдущий год, что позволяет считать соотношение объёмов потребления разных энергосистем в среднем практически стабильным. *Стоит отметить, что в Западно-Европейском энергообъединении [4] используется соотношение объёмов производства электроэнергии, т.е. включая учёт экспорта/импорта электроэнергии, для более равномерного («справедливого») распределения резерва ПРЧ между электростанциями энергосистем (стран).*

При решении вопроса «справедливости» распределения резервов ПРЧ возникает проблема (нюанс) учёта переменной генерации ветровыми и солнечными электростанциями (ВЭС, СЭС), которые в ПРЧ не участвуют, при распределении резервов ПРЧ, и по мере увеличения доли генерации на основе ВИЭ увеличивается резерв ПРЧ на традиционных электростанциях. В публикации³ Российской Ассоциации ветровой индустрии (РАВИ) от 15.05.2023 написано, что «Кольская ВЭС стала первой в ЕЭС России ветровой станцией,

подключённой к системе автоматического регулирования частоты» [5]. Опыт участия ВЭС в регулировании частоты предстоит ещё набирать, однако рассчитывать на гарантированное обеспечение резерва мощности на ВЭС не приходится.

Вторичное регулирование частоты (ВРЧ) СЗ осуществляет ЕЭС России. Так как первичные регуляторы частоты регулируют мощность электростанций со статизмом, это обеспечивает ограничение отклонения до значения, не больше согласованного квазистационарного отклонения. Восстановление частоты до нормального (заданного) значения обеспечивается автоматическим (оперативным) регулированием сальдо мощности «аварийной» энергосистемой, т.е. энергосистемой, в которой возник аварийный небаланс и астатическим ($\Delta F = 0$) вторичным регулированием частоты центральным регулятором частоты. *(И это является отличительной особенностью СЗ по сравнению с упомянутым Европейским энергообъединением, в котором вторичного регулирования непосредственно частоты нет [4].)* По мере устранения небаланса «аварийной» энергосистемой частота и резерв ВРЧ восстанавливаются.

Другая существенная функция астатического вторичного регулирования частоты заключается в компенсации погрешностей регулирования сальдо мощности с коррекцией по частоте энергосистем СЗ, объективно обусловленных нерегулярными колебаниями нагрузки и непостоянством крутизны статической частотной характеристики (крутизны СЧХ) энергосистем и неизменными в течение года коэффициентами коррекции по частоте, задаваемыми каждой энергосистеме Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем СНГ и Балтии (КОТК) [6]. Постоянство крутизны СЧХ практически невозможно обеспечивать, учитывая значительное изменение в течение года суммарной нагрузки энергосистем (максимальная и минимальная нагрузки отличаются в 2 раза и более), изменения состава генерирующего оборудования, а также стохастическое изменение генерации на основе ВИЭ.

В [4] призывают ограничивать изменение крутизны СЧХ, но проще было бы корректировать коэффициент коррекции по частоте энергосистем, например, сезонно.

Минимально необходимый резерв вторичного регулирования частоты равен наибольшему нормативному аварийному небалансу СЗ за вычетом первичного резерва мощности энергосистемы, осуществляющей ВРЧ, и размещается обычно на таких выделенных ГЭС, изменение мощности которых не противодействовало бы ПА разгрузки. Например, если УВ ПА состоит в отключении генераторов в том же районе, где размещён

³ https://dzen.ru/media/wind_power/kolskaia-ves-chistaia-energiia-ark-tiki-645f62a95e088d768122226a?utm_referer=ravi.ru

резерв ВРЧ, снизится частота и мобилизуется резерв ВРЧ, противодействуя эффективности ПА.

Такого минимального резерва достаточно для компенсации погрешностей регулирования, а в случае максимального аварийного небаланса — для восстановления частоты до исходного (доаварийного) уровня.

Первичное регулирование перетока мощности (ПРП) в контролируемых сечениях сети производится устройствами режимной и противоаварийной автоматики. К режимной автоматике относятся ограничители перетока с действием на перераспределение мощности между отправной и приёмной подсистемами. К противоаварийной автоматике относится автоматика разгрузки при перегрузке сечения в результате аварийного небаланса мощности и автоматика разгрузки при аварийном ослаблении сечения с действием на отключение генераторов и (или) части нагрузки, переключение устройств компенсации реактивной мощности.

Необходимость отключения нагрузки в приёмной подсистеме обусловлена тем, что УВ на отключение генераторов в отправной подсистеме неэффективны, когда отправная подсистема значительно больше приёмной.

$$\mathcal{E}_{\text{от}} = \Delta P_{\text{па}} / P_{\text{от}} \approx P_{\text{от}} P_{\text{пр}} / (P_{\text{от}} + P_{\text{пр}}),$$

где $\mathcal{E}_{\text{от}}$; $\Delta P_{\text{па}}$; $P_{\text{от}}$; $P_{\text{пр}}$ соответственно: эффективность УВ на отключение генераторов в отправной подсистеме с точки зрения снижения перетока; приращение мощности (перетока) в сечении; мощность отключаемой (снижения) генерации в отправной подсистеме; суммарная нагрузка отправной и приёмной подсистем. При $P_{\text{от}} \gg P_{\text{пр}}$ эффективность УВ в отправной подсистеме стремится к нулю. И наоборот, чем меньше приёмная подсистема по сравнению с отправной, тем больше эффективность УВ на отключение нагрузки.

Первичное регулирование перетока мощности должно обеспечить неперевышение перетоком, а также токами в ЛЭП допустимых значений в послеаварийном режиме, согласно [3]. Резервами первичного регулирования перетока являются УВ ПА, которые, как и все другие резервы, необходимо мониторить и обеспечивать их достаточность. В большей мере это относится к объёму отключаемой нагрузки.

Вторичное регулирование перетока мощности (ВРП) производится, как правило, оперативно и заключается в доурегулировании перетока до нормально допустимых значений, в восстановлении первичных резервов, включая УВ ПА, что обязательно, если нормальный послеаварийный режим находится в области возможного срабатывания ПА. Эти резервы в новой схемно-режимной ситуации могут отличаться от резервов в доаварийном режиме. Особо важно скорейшее восстановление отключённой нагрузки, что

соответствует назначению энергосистемы — подача электроэнергии потребителям. И для скорейшего восстановления нагрузки в ПА одновременно с командой на отключение нагрузки применяется команда на АЗГ (автоматическую загрузку генераторов), хотя эта часть резерва отдельно, как правило, не планируется. Сказанное не относится к случаям привлечения потребителей на договорной основе к обеспечению баланса мощности энергосистем.

Первичное регулирование напряжения осуществляется регуляторами напряжения генераторов с небольшим статизмом, благодаря сильному регулированию возбуждения, и автоматическим включением/отключением устройств компенсации реактивной мощности. Этим обеспечиваются допустимые для послеаварийного режима уровни напряжения (то есть, с нормативным запасом устойчивости по напряжению) в контролируемых узлах, учитывая то, что нормальный (доаварийный) режим, согласно [3], определяется, в том числе, допустимыми послеаварийными режимами.

Вторичное регулирование напряжения заключается в обеспечении уровней напряжения в контролируемых узлах, по крайней мере, до нормативных [3], в том числе путём снижения перетока мощности, когда исчерпаны другие средства.

В целом, допустимые уровни напряжения заложены в определение нормальных режимов, включающее требования к режимным параметрам и в доаварийных, и в послеаварийных режимах.

Первичное регулирование сальдо мощности энергосистемы с коррекцией по частоте осуществляется так же, как и рассмотренное выше ПРП мощности, с помощью ПА без учёта частоты, если это требуется для сохранения устойчивости. *(Отмечается, что небольшие отклонения частоты практически не влияют на переходный процесс.)*

Вторичное регулирование сальдо мощности энергосистемы с коррекцией по частоте состоит в устранении погрешности регулирования,

$$P_t - P_{\text{пл}} + K_q(F_t - F_o) = 0,$$

где P_t ; $P_{\text{пл}}$; K_q ; F_t ; F_o соответственно: текущее и плановое сальдо мощности при положительном направлении на выдачу; коэффициент частотной коррекции; текущее и нормальное (заданное) значение частоты. Такой закон регулирования не препятствует выдаче резерва ПРЧ при внешнем небалансе, а при внутреннем аварийном небалансе он должен быть скомпенсирован резервами вторичного регулирования сальдо мощности, причём часть резерва, обеспечивающего нормально допустимую загрузку сетей, должна быть мобилизована в пределах допустимой продолжитель-

ности послеаварийного режима. Время мобилизации остальной части резерва, как правило, не регламентируется, так как непосредственно требованиями к надёжности не ограничена.

Но нюанс состоит в том, что любые отклонения сальдо энергосистемы по электроэнергии рассчитываются без учёта отклонения частоты [7], то есть и выдача первичного резерва при внешнем возмущении приводит к отклонениям, поэтому чем дольше вторичное регулирование сальдо мощности, тем больше отклонения перетока электроэнергии от плана, которые впоследствии придётся урегулировать (покупать, продавать, возвращать), возможно, на менее выгодных условиях.

Объём вторичных резервов определяется максимальным аварийным небалансом мощности энергосистемы и разностью между плановым сальдо и нормально допустимым сальдо в сторону выдачи или приема мощности в послеаварийном нормальном режиме. Скорость мобилизации резерва зависит от характера ограничений, по надёжности или финансовым условиям. Резервы планируются на сутки вперед, исходя из планируемых графика экспорта/импорта мощности и состава генерирующего оборудования, а также сетевых элементов.

Кроме того, стоит отметить, что после аварийного возмущения можно менять доаварийное плановое сальдо мощности путём получения/предоставления аварийной помощи, если позволяют сетевые ограничения. При аварийном избытке мощности, по-видимому, меньше проблем, хотя по экономическим соображениям для предоставления другой энергосистеме части избытка с корректировкой планов обмена мощностью принципиальных препятствий не просматривается.

Третичное регулирование мощности предназначено для восстановления вторичных резервов мощ-

ности после их частичного или полного исчерпания. Его смысл состоит в подготовке энергосистемы противостоять следующему нормативному возмущению. Третичное регулирование других параметров не имеет смысла — перетоки не превышают допустимых значений, а частота восстановлена в результате вторичного регулирования режима. Резерв третичного регулирования мощности в предельном случае равен резерву мощности вторичного регулирования и по объёму, и по скорости мобилизации, так как по истечении 20 мин после нормативного возмущения согласно [3] возможно другое нормативное возмущение. Вместе с тем, стоит отметить, что после наиболее тяжёлого возмущения, например, аварийное отключение наиболее мощного единичного энергоблока или наиболее мощной ЛЭП, следующее нормативное возмущение явно слабее, и необходимый вторичный резерв и, соответственно, третичный уменьшатся. Также маловероятно возникновение двух последовательных наиболее тяжёлых нормативных возмущений, тем более в режимах максимальных нагрузок. Кроме того, не все аварийные возмущения влияют на устойчивость энергосистем, например, выпадение энергоблока в избыточной по мощности энергосистеме, приводящего к отклонению сальдо мощности от плана. Поэтому третичный резерв мощности по объёму и скорости мобилизации должен обеспечивать восстановление, в первую очередь, того вторичного резерва, который влияет на надёжность в новой схемно-режимной ситуации. Предпочтительно при этом начинать его мобилизацию на стадии вторичного регулирования режима.

Заключение. Предполагается, что настоящая статья может способствовать совершенствованию разрабатываемых и актуализируемых документов по тематике регулирования режимов энергосистем, в том числе за счёт смысловой точности терминов.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования. ГОСТ Р 55890-2013.* М., Стандартинформ, 2014.
2. Бондаренко А.Ф., Герих В.П. *О трактовке критерия надёжности N-1.* «Электрические станции», № 6, 2005, с. 40–43.
3. *Методические указания по устойчивости параллельно работающих энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии, утв. ЭЭС СНГ 02.11.2018* (<http://energo-cis.ru/rumain39/>, п. 5.90).
4. *Operation Handbook. Load-frequency control and performance* (https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/pre2015/publications/ce/oh/appendix1_v19.pdf).
5. *Кольская ВЭС — чистая энергия Арктики* (https://dzen.ru/media/wind_power/kolskaia-ves-chistaia-energiia-arktiki-645f62a95e088d768122226a?utm_referer=rawi.ru).
6. *Комиссия по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем СНГ и Балтии (КОТК)* (<http://energo-cis.ru/rumain42>).
7. В.П. Герих, Т.В. Купчиков, О.Ю. Фролова, И.А. Кузько, А.Б. Ратуш. *Непреднамеренные обмены электроэнергией между энергосистемами.* «Вести в электроэнергетике», № 3, 2022, с. 28–33.