

УДК 577.4

ПРОБЛЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ РЕЖИМНОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ И ПЕРЕХОДА К РЫНОЧНЫМ ПРИНЦИПАМ

ГУСЕЙНОВ А.М., ЮСИФОВ Н.А.*

*Азербайджанский Научно-Исследовательский Институт Энергетики и
Энергопроекта*

**Центральное Диспетчерское Управление ОАО "Азербэнеджи"*

Рассматривается необходимость решения ряда проблем, связанных с обеспечением устойчивости в условиях развития Азербайджанской энергосистемы и перехода к рыночной экономике. В их числе: оптимизация соотношений резерва мощностей и наращивания противоаварийной автоматики, модернизация последней, организация регулирования частоты и мощности в условиях параллельной работы, влияние условий рынка на устойчивость.

Как известно, основополагающим критерием функционирования электроэнергетических систем (ЭС) всегда являлся критерий режимной надежности, т.е. обеспечение устойчивого снабжения потребителей электроэнергией необходимого качества. В современных условиях наряду с ним важное значение приобретает и экономический критерий, диктуемый рыночными условиями. Все чаще вводится также обобщенное понятие энергоэффективности, включающее оба критерия, а также критерий экологичности. В настоящее время эти понятия столь тесно связаны, что их трудно разделить, тем не менее мы попытаемся вычленить именно те главные факторы, которые определяют режимную надежность ЭС в настоящих условиях.

1. Резерв мощности. В развитых странах, проработавших многие десятки лет в условиях рыночной экономики, значительное место для повышения надежности ЭС уделялось резерву мощности, что требовало существенных капитальных затрат. (В СССР шли по менее затратному, но не менее эффективному пути - оснащению ЭС эффективной системой противоаварийной автоматики).

Наличие значительных резервов мощности в таких странах, как Англия, США, Норвегия, Чили (а затем и во многих других развитых странах) позволило в конце 70-х и начале 80-х годов начать процесс либерализации электроэнергетических отраслей (ЭО), т.е. отказ от принципа монополий. Побудительным же фактором к этому явился рост цен на первичные энергоресурсы, нежелание правительств этих стран нести бремя расходов на ЭО.

Нет сомнения в важности фактора резерва мощности в обеспечении режимной надежности. Однако, в процессе функционирования ЭО вышеупомянутых и других стран в условиях конкурентных рынков резерв мощности постепенно сокращался. Так, если в Норвегии на начало реформ (1991г) имел место 40% резерв мощности [1], то уже в конце 90-х годов Норвегия превращается в импортера электрической энергии. В США резерв мощности с 35% в 1985г снизился до 15% в 2000г. Причина – нежелание строить новые станции, идти на финансовые риски, а также экологические ограничения. Аналогичные причины привели к сокращению сетевого строительства, а в целом сокращению инвестиции в ЭО этих стран. Это привело к потере надежности ЭС. В США уже налицо ухудшение статической и динамической надежности [1,2], в 1996-1999г имели место тяжелые аварии в Западных и Северо-Восточных штатах. В

Калифорнии уже в 2000г появилась нехватка электроэнергии, веерные отключения. В сложившейся ситуации правительству США пришлось вмешаться, издав ряд постановлений о строительстве новых электростанций. Аналогичная тенденция наблюдается в Европейских энергосистемах. В Западной Европе имели место крупные аварии с погашением значительных районов: в Бельгии с погашением 50% нагрузки, во Франции с погашением 75% нагрузки и т.д. [3].

Таким образом видим, что в условиях и после перехода к горизонтальным и другим смешанным формам управления в ЭО происходит снижение режимной надежности.

Этот опыт весьма важен т.к. Азербайджанская ЭС находится на этапе послекризисного восстановления и одновременно на пути постепенного перехода к рыночным принципам работы.

В ЭС в наследство от централизованной системы планирования и распределения и экономического кризиса первой половины 90-х годов имела место большая доля морально устаревшего и отслужившего свой срок основного оборудования. По данным 2001г в ЭС еще сохраняется высокий удельный расход топлива на выработку электрической (413,2Гут/кВтч) и тепловой (216,4кг/Гкал) энергии, высокий уровень потерь электрической энергии в сетях (14-15%).

В целях ликвидации этих последствий, обеспечения надежности и экономичности работы ЭС в соответствии с Государственной Программой развития ЭО в 2000г введена Еникендская ГЭС (112,5МВт), в 2001г – Бакинская ТЭЦ-1 (110МВт), в 2002г – ПГУ на ГРЭС «Северной» (400МВт). В ближайших планах – строительство ПГУ на Сумгаитской ТЭЦ-1; рассматривается технико-экономическое обоснование строительства ряда более мелких (100МВт) электростанций, распределенных по различным регионам республики. На подходе проекты строительства и модернизации малых ГЭС, в частности, в Нахичиванской Автономной Республике, а также ВЭС мощностью 30МВт.

Реализация этих планов в условиях наличия первичных топливных ресурсов (нефть, газ) позволяет создать в ЭО республики надежный резерв мощности и стать экспортером электрической энергии. Однако, уже в свете вышеприведенной ссылки на опыт развитых стран, при переходе к рыночным условиям следует учитывать их уроки. Внедрение новых ПГУ и ГТУ решает проблему экономических показателей ЭС, но увеличение мощности и создание ее избытка не может являться долгоиграющим средством поддержания необходимого уровня надежности в условиях либерализации.

2. Противоаварийная автоматика (ПА) играет важную роль в обеспечении режимной надежности ЭС. В ЕЭЭС СССР при наличии норм по резерву мощности в ЭС и их объединениях в целях повышения устойчивости ЭС отдавалось предпочтение разветвленной иерархической системе ПА. Такая иерархическая система и ныне действует в Азербайджанской ЭС (сложная структура автоматики предупреждения нарушения устойчивости - АПНУ, автоматика ликвидации асинхронного режима - АЛАР, автоматика предотвращения лавины частоты и напряжения - АЧР и АСН и др.).

В течении 90-х годов в ЭС происходили режимные и структурные изменения. Помимо ввода генерирующих мощностей, вводились новые линии и подстанции. К примеру, включение ВЛ 330кВ - 6-ой Мингечаурской с точки зрения устойчивости принципиально меняло структуру сети 110-220-330-500кВ, переводя ее из разряда простых в разряд сложных [4], причем с улучшением условий устойчивости. Каждое включение нового элемента меняет структуру сети, расположение "слабых" мест в ЭС.

Расчетно-экспериментальные исследования, проведенные институтом энергетики совместно со службой режима, показали, что в электрической сети 110кВ Апшеронского энергоузла необходима серьезная реконструкция. Из-за неэффективности действия некоторых комплектов АЛАР было допущено развитие аварии 13.07.02 вплоть до погашения электростанций и узлов потребления. Таким

образом, необходимо рассмотреть нынешнюю систему ПА с точки зрения ее достаточности и эффективности, их уставки и управляющие воздействия должны корректироваться.

Исходя из вышеизложенного, важной задачей является:

- проведение комплекса расчетов статической и динамической и результирующей устойчивости для отдельных этапов развития схемы и режимов;
- оценка достаточности действующей системы ПА, степень их удовлетворения схемно-режимным условиям;
- коррекция уставок действующих средств ПА;
- рекомендации в части наращивания действующей системы ПА, определения мест размещения новых средств ПА и их уставок.

В настоящее время начата подготовка технического задания для проекта реконструкции ПА Азербайджанской ЭС с увязкой ПА межсистемных связей (МС).

3. Параллельная работа с другими объединениями, как известно, отвечает требованиям и надежности и экономичности. Азербайджанская ЭС имеет более 30-летний опыт работы в ОЭС Закавказья и ЕЭЭС СССР. Но в настоящее время вопрос о параллельной работе ставится намного шире.

Во-первых на "электрической карте" Азербайджанская ЭС занимает особое место. Наличие разветвленной электрической сети и первичных энергоресурсов (нефть, газ) позволяет ей стать связующим элементом в создаваемом в ближайшем будущем Евро-Азиатском объединении [3]: на Севере рассматривается создание объединения на основе ЭЭС России и TESIS (UCTE +CENTREL); на Юге в рамках программы ЭКО идет объединение ЭС Турции, Ирана, Пакистана и далее. При этом Азербайджанская ЭС будет играть роль как транзита, так и экспортера электрической энергии.

Во-вторых, в настоящее время к показателям, характеризующим устойчивость ЭС и их объединений, предъявляются весьма жесткие требования.

В связи с этим, и МС и системы регулирования должны удовлетворять современным требованиям. Это означает, что для параллельной работы в настоящее время ЭС надо "готовить".

МС должны обладать соответствующей пропускной способностью и оборудованы современными средствами ПА.

В концентрированной ЭС, какой является Азербайджанская ЭС, МС относительно короткие и должны иметь достаточную пропускную способность по току. Нарушение устойчивости здесь может быть вторично, после отключения линии от перегрузки по току. Сказанное в равной степени относится и ко внутренним линиям, особенно, при учете выполнения ими транзитных функций.

В настоящее время исчерпаны технические возможности увеличения перетока мощности по МС ВЛ-330кВ Яшма-Дербент. Эта связь уже сейчас не отвечает требованиям надежности, а в перспективе не обеспечит транзитные функции ЭС. В связи с этим, на повестке дня строительство второй цепи ВЛ-330кВ Яшма-Дербент. Аналогично обстоит дело с МС Имишлы(Азербайджан) -Парсабад(Иран), планируется строительство второй цепи этой МС. Завершается строительство МС Астара (Азербайджан)-Астара(Иран).

Наиболее жесткие требования в объединениях предъявляются к стабильности частоты. Так в UCTE рекомендуется частотный диапазон $49,95 \leq f \leq 50,05$ Гц, допускается $49,85 \leq f \leq 50,15$ Гц. Технические характеристики: статизм регулирования по частоте вращения турбин 4-6% для ТЭС, 2-6% - для ГЭС, скорость изменения мощности в пределах регулировочного диапазона для энергоблоков 8-12% в мин., зона нечувствительности до 20мГц.

Небаланс мощности, возникающий в любой части объединения, автоматически покрывается в процессе первичного регулирования в течении 30с с определенным

статизмом по частоте за счет изменения генерации, а вторичное регулирование в течении 15 минут компенсирует оставшийся небаланс, перетока мощности и резерва первичного регулирования.

Такие жесткие условия вряд ли целесообразно принимать за основу в Азербайджанской ЭС в виду того, что режимные изменения в ней не могут сильно сказаться на отдаленных объединениях: UCTE, CENTREL, NORDEL, Балтия).

Тем не менее, ЭС должна быть обследована и отлажена система регулирования частоты. Как известно, задача регулирования частоты подразделяется на три взаимосвязанные задачи: первичное, вторичное и третичное регулирование.

Первичное регулирование действует на всех электростанциях и призвано реагировать на нарушение баланса мощности, аварийного изменения с целью удержания отклонения частоты в допустимых пределах.

Вторичное регулирование обеспечивает установление нормального уровня частоты.

Третичное регулирование восстанавливает использованный резерв мощности, т.е. практически восстанавливает первичное и вторичное регулирования путем перераспределения их резерва.

Для эффективности первичного регулирования важно обеспечить низкую зону нечувствительности и нормированный стабильный статизм, эффективную систему регулирования котла, достаточный резерв мощности, обеспечить участие в регулировании наибольшего числа электростанций и блоков.

Это необходимо как для "внутреннего" регулирования, так и в целях обеспечения параллельной работы. Участие в первичном регулировании как можно большего числа электростанции позволит уменьшить их долевое участие в покрытии общего небаланса и уменьшить износ оборудования, участвующего в регулировании. Поэтому важной задачей является обследование характеристик действующего оборудования ТЭС (АзГРЭС, ГРЭС Аи-Байрамлы), ГЭС (Шамкир, Мин.ГЭС).

Широкомасштабные проекты внедрения в ЭС экономичных и более экологичных ПГУ и ГТУ могут создать серьезную проблему регулирования частоты и мощности ввиду их слабой маневренности.

В целом следует рекомендовать создание Концепции регулирования частоты и мощности, а также системы нормативов.

Процесс реформирования и переход к рыночным условиям в Азербайджанской ЭС носит непрерывный характер. Вслед за созданием ОАО Азербэнеджи завершено преобразование структуры производственных объединений по выработке и передаче электроэнергии, электрические сети и подстанции укрупнены в 4 крупные сети и передаются в управление по долгосрочным (25 лет) контрактам иностранным и местным инвесторам, подлежат приватизации малые ГЭС.

В ближайшее время следует ожидать, как и в других странах, появление собственников как в сфере производства, так и в сфере потребления электрической энергии. Как известно, в их взаимоотношениях на рынке доминируют экономические факторы, но они не должны отражаться на критериях надежности. С этой целью должна быть подготовлена нормативная документация, устанавливающая правила взаимоотношений собственников при решении вопросов регулирования частоты и мощности, регулирования напряжения, установления и соблюдения общих критериев надежности, обмена необходимыми данными и т.д.

В условиях передачи электростанций в собственность возможен отказ или ограничение участия их в регулировании частоты и мощности. Причина - издержки, которые несут при этом станции как участники регулирования, в частности, ускорение износа оборудования. Ранее (в системе монополий) регулирование осуществлялось во исполнение директивных документов. Поэтому в рыночных условиях участие

электростанций в регулировании частоты должно стимулироваться. В связи с этим, должны быть разработаны экономические механизмы.

Действие системы ПА естественным образом направлено на сохранение устойчивого снабжения потребителей электроэнергией. Однако, в то же время, ее реакция на опасные нарушения в ЭС связана с отключением некоторых потребителей. Так действует, в частности, автоматика отключения нагрузки (ОН). Специальная автоматика отключения нагрузки (САОН) и др., и тут обязательно будут сталкиваться интересы производителей и потребителей электрической энергии. Регулировать эти сложные взаимоотношения могут только четкие нормативно- законодательные акты.

В объеме настоящего доклада мы лишь коснулись некоторых наиболее важных проблем обеспечения режимной надежности в условиях перехода к рынку с учетом особенностей Азербайджанской ЭС. Каждая из этих проблем имеет глубокое содержание и должна стать предметом обсуждения и дискуссий. Решения этих проблем должно осуществляться в рамках требующих уже сейчас разработки нормативно-технических документов. В этом деле главная роль должна быть отведена Диспетчерскому Управлению ЭС и Институту Энергетики.

Заключение.

В условиях послекризисного развития и перехода Азербайджанской энергосистемы к рыночным отношениям важное значение имеет обеспечение критериев надежности функционирования. Особенность этапа связана с увеличением воздействия экономических критериев и недостаточности опыта работы в условиях рынка.

Анализ опыта электроэнергетических отраслей ряда стран и перспективы развития Азербайджанской энергосистемы выдвигают в качестве первостепенных на данном этапе следующие задачи.

1. Оптимизация соотношений в развитии резервов мощностей и противоаварийной автоматики в целях обеспечения режимной надежности энергосистемы.
2. Пересмотр всей системы противоаварийной автоматики с оценкой ее "достаточности" и "эффективности" (комплексность, техническое перевооружение, целесообразные управляющие воздействия, уставки, размещения).
3. Развитие межсистемных связей, имея в виду электрические связи с энергосистемами Грузии, Ирана, России, Турции, с обеспечением обоснованных пропускных возможностей и оснащением современным оборудованием, средствами защиты и автоматики.
4. Исследование характеристик систем регулирования частоты и мощности основных электростанций энергосистемы и доведение их до требований, приближенных к уровню требований в современных энергообъединениях. Определение станций (блоки), которые могут эффективно принимать участие в процессе регулирования частоты и мощности.
5. Разработка системы нормативно-технических актов, обеспечивающих гарантию соблюдения критериев надежности в условиях рыночных взаимоотношений в отрасли.

-
1. Волков Э.П., Баринов В.А. Управление развитием и функционированием электроэнергетики в современных условиях. Вести в электроэнергетике 2002, №1
 2. Willian Sweet. Restructuring the thin-stretched grid//IEEE spectrum. June, 2000

3. *Бондаренко А.Ф., Герих В.П., Кучеров Ю.Н. и др.* Проблемы и задачи синхронного объединения ЕЭС России с Европейскими Энергосистемами. Электрические станции, 2002, №4.
4. *Портной М.Г., Рабинович Р.С.* Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. М. Энергия, 1978.
5. *Беляев Л.Е., Воронай Н.И., Коцеев Л.А.* Перспективы развития межгосударственных объединений на Евразийском суперконтиненте. Изв. АН. Энергетика 2000, №2.

**ENERJİ SİSTEMİNİN İNKİŞAFI VƏ BAZAR İQTİSADİYYATI PRİNSİPLƏRİNƏ
KEÇİD ƏRƏFƏSİNDƏ REJİM ETİBARLILIĞININ TƏMİN OLUNMASI
MƏSƏLƏSİ**

HÜSEYNOV A.M., YUSİFOV N.A.

Məqalədə Azərbaycan enerjisi sisteminin inkişafı və bazar iqtisadiyyatına keçməsi ərəfəsində, enerjisi sisteminin dayanıqlı iş rejimini təmin etməklə əlaqədar bir sıra həllivacib məsələlərə baxınılmışdır.

**A PROBLEM OF CONDITION RELIABILITY PROVIDING OF ENERGY SYSTEM
IN CONDITION OF DEVELOPMENT AND TRANSITION TO MARKET
ECONOMY.**

HUSSEINOV A.M., YUSSIFOV N.A.

An urgent problems of Azerbaijan energy system development and providing its reliability during the transition to market economy have been researched in this article.
A problem of energy system development and providing its condition reliability during the transition to market economy principles.