

ЧАСТОТА ОСНОВНОЙ ПОКАЗАТЕЛЬ КАЧЕСТВА ЭЭ И СПОСОБЫ РЕГУЛИРОВАНИЕ

*Кожоналиева Айнура Кыдырбековна, преподаватель, Кыргызский государственный технический университет им.И.Раззакова, 720044, г. Бишкек.пр.Ч.Айтматова, 66,
akozhonalieva@bk.ru*

Суеркулов Манас Асанбекович, профессор, Кыргызский государственный технический университет им.И.Раззакова, 720044, г. Бишкек.пр.Ч.Айтматова, 66

Аннотация: Отклонение частоты является основным показателем качества ЭЭ. В материале изложены причины отклонения частоты и способы уменьшения отрицательного влияния отклонения частоты.

Ключевые слова: частота, регулирование, баланс активной мощности, статизм

FREQUENCY IS THE MAIN QUALITY INDICATOR OF ELECTRICITY AND ITS WAYS OF REGULATION

Kozhonalieva Ainura Kydyrbekovna, teacher, Kyrgys State Technical University named after I. Razzakov, akozhonalieva@bk.ru, Bishkek, Ch. Aitmatov are. 66

Suerkulov Manas Asanbekovich, professor, Kyrgys State Technical University named after I. Razzakov, Bishkek, Ch. Aitmatov are. 66

Annotation: Frequency deviation is the basic quality indicator of electricity. The reasons of frequency deviation and methods of decrease of negative effect of frequency are outlined in this material.

Keywords: frequency, regulation, active power balance, statism

Согласно [1], показателям качества электроэнергии (КЭ), относится к частоте. Показателем является отклонения частоты т.е. отклонение значения основной частоты напряжения электропитания от номинального значения, δf , Гц:

$$\delta f = f_m - f_{\text{ном}}, \text{Гц} \quad (1)$$

где f_m - значение основной частоты напряжения электропитания, Гц, измеренное в интервале временем **10 с**; $f_{\text{ном}}$ - номинальное значения частоты напряжения, **50 Гц**.

Отклонение частоты в синхронизированных системах электроснабжения (СЭС) не должно превышать $\pm 0,2$ Гц, т.е. **49,8 и 50, 2 Гц** в течение **95 %** времени интервала в одну неделю и $\pm 0,4$ Гц, т.е. **49, 6 и 50,4 Гц** – в течение **100 %** времени интервала в одну неделю [1].

Такие допускаемые значения установлены согласно **ГОСТ Р 54149-2010**.

В кратце объясним, что же является причиной снижения частоты от номинального.

Согласно [2] любое нарушение соответствия между выработанной электроэнергией и ее потреблением немедленно отражается на качество электроэнергии. Критериям такого соответствия является наличие баланса мощности между генераторами энергосистемы и ее потребления при номинальной частоте.

$$\sum P_r - \sum P_n = 0 \quad (2)$$

или

$$\sum P_r = \sum P_n, (2a)$$

где $\sum P_r$ - суммарная активная мощность генераторов электростанций, МВт; $\sum P_n$ - суммарная потребляемая активная мощность потребителей электроэнергии, МВт.

Если $\sum P_r < \sum P_n$, то снижается частота, если $\sum P_r > \sum P_n$, то будет повышаться частота.

Равенство суммарной мощности генераторов и потребителей является необходимым условием существования установившегося режима СЭС.

Изменение на частоты влияет статическая характеристика регуляторов частоты.

На рис. 1. приведена статическая характеристика двух генераторов.

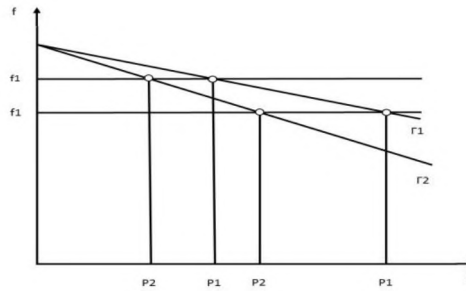


Рис.1. Статистическая характеристика

Отклонение частоты сети от номинального значения зависит от коэффициента статизма, K_c .

$$K_c = \frac{f_1 - f_2}{P_1 - P_2} = \frac{\Delta f}{\Delta P'} \text{ о.с.} \quad (3).$$

Чем жестче характеристика, тем меньше изменяется частота, а чем мягче характеристика, тем больше изменяется частота.

На изменение также влияет зона нечувствительности автоматического регулятора частоты, чем больше зона нечувствительности регулятора, тем более изменяется уровень частоты.

Для поддержания частоты в допустимых пределах предусматривается, в зависимости от глубины снижения частоты, **первичное, вторичное и третичное** регулирование частоты. Если, не будем поддерживать уровень частоты в допустимых пределах, последствия влияния частоты огромное [2].

В настоящее время нашли широкое применение регулирования частоты следующие способы:

регулирования вращения турбины, если турбина не полностью загружены;
включение дополнительных резервных источников электроэнергии, например, ГЭС, МГЭС, газотурбинные установки использования ВИЭ. Если эти способы не позволяют восстановить номинальную частоту, то применяется автоматическая частотная разгрузка – АИР. Но, каждый способ имеет свои недостатки, например, не всегда имеется дополнительные резервные источники электроэнергии, это ощутимо при зимнее время. Использование АЧР всегда связано ущербом.

Для достижения оптимального улучшения уровня частоты предлагается использовать **SmartCrud [3.4]**.

Применение **SmartCrud [3]** имеет следующие преимущества осуществлять:

- предотвращает массовые отключения, обеспечивает поставку чистой ЭЭ;
- постоянно контролирует все элементы сети с точки зрения безопасности, их функционирование;
- снижение потребления ЭЭ. Оптимальное определение баланса активной мощности;
- выбора способа регулирования частоты и выбор рекомендации по первичному или вторичному или третичному регулированию частоты;
- выбор автоматического режима работы наиболее энергозатратного оборудования;
- умеет эффективно защищаться и самовосстанавливаться от крупных сбоев, природных катаклизмов, внешних угроз;
- способствует оптимальной эксплуатации инфраструктуры электроэнергетических систем. Эти преимущества только части достоинства **SmartCrud**.

Технологической предпосылкой развития **SmartCrud** обусловлено развитием информационных, компьютерных технологий, возможности локальных и глобальных коммуникационных сетей, в том числе Интернета.

SmartCrud охватываемый технологической цепочки электроэнергетической системы от энергопроизводителей (АЭС, ТЭЦ, ГЭС, СЭС, накопителей энергии) электрораспределительных сетей и конечных потребителей.

Общая структура **SmartCrud** самовосстанавливающейся сети показана на рис.2. Интеллектуальная сеть. [3]

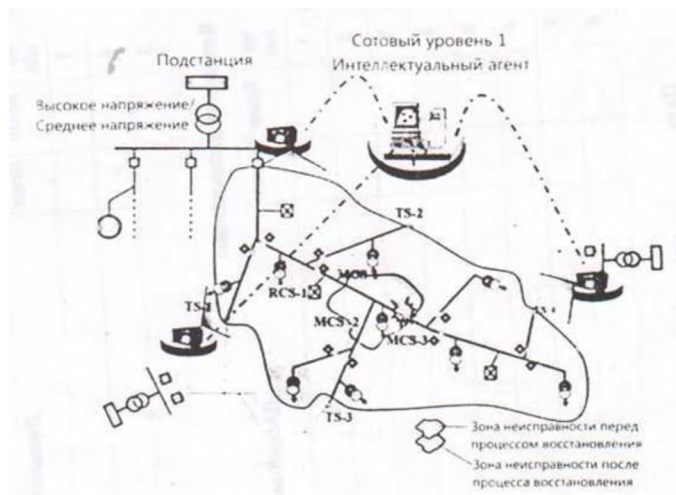


Рис.2. Общая структура интеллектуальной сети

При использовании **SmartCrud** по регулированию частоты решает следующие вопросы:

- постоянно в реальном времени проверять баланс активной мощности;
- проверка статизма регулятора;
- проверка значения частоты в зоне нечувствительности регулятора и в зависимости скорости снижения частоты, уменьшение зоны чувствительности;
- выбор способа регулирования частоты в зависимости от величины затрат;
- подключение отключенных потребителей после восстановления частоты.

Выводы: Использование **SmartCrud** позволяет оптимально регулировать частоты в зависимости возникающей ситуации, приводящая к нарушению СЭС.

Список литературы

1. Норма качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. ГОСТ Р 54149-2010. М: Стандартинформ, 2012- 15 стр.
2. Беркович М.И. и др. Основные автоматические энергосистемы. М: Энергоиздат, 1981- 432 с.
3. Энергетика за рубежом. № 3.2014, с 2. – 24.
4. [http// www/smartgrids.eu](http://www.smartgrids.eu)

УДК 681.51:621.311

ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ И УПРАВЛЕНИЕ СЛОЖНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ: СОСТОЯНИЕ И ПРОБЛЕМЫ

Ниязов Нуридин Тажимаевич, к.т.н., проф. КГТУ им. И.Раззакова, Кыргызстан, 721000, г. Кара-Куль, ул. Сабирова 2 тел:3746-5-11-16, e-mail: niiazov54@mail.ru

Кыдырмаева Зарылбу Самтыровна, ст.преп. КГТУ им. И.Раззакова, Кыргызстан, 721000, г. Кара-Куль, ул. Сабирова 2 тел:3746-5-11-16, e-mail: zova74_74@mail.ru

Абдырасулова Айгерим Суйумбаевна, магистрант КГТУ им. И.Раззакова, Кыргызстан, 720044, г. Бишкек, пр. Ч.Айтматова 66 тел:0312-54-88-18, e-mail: asuumbaeva@gmail.com

Аннотация: В статье приведён анализ современного состояния и описаны проблемы динамической устойчивости и управления сложными электроэнергетическими системами. Рассматривается возможность применения синерго-кибернетических методов современной теории управления для решения задач эффективного управления сложными электроэнергетическими системами.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, система автоматического управления, устойчивость энергосистемы, синергетическая теория управления, синерго-кибернетический подход.

DYNAMIC STABILITY AND CONTROL OF COMPLEX ELECTRIC POWER SYSTEM: STATE AND PROBLEMS

Niiazov Nuridin Tajibaevich, candidate of technical sciences, prof. KSTU named after I.Razzkov, Kyrgyzstan, 721000, c. Kara-Kul, s. Sabirova 2. phone: 3746-5-11-16, e-mail: Niiazov54@mail.ru
Kydyrmaeva Zarylbu Samtyrovna, senior lecturer KSTU named after I.Razzkov, Kyrgyzstan, 721000, c. Kara-Kul, s. Sabirova 2. phone: 3746-5-11-16, e-mail: zova74_74@mail.ru
Abdyrasulova Aigerim Suiumbaevna, master KSTU named after I.Razzkov, Kyrgyzstan, c. Bishkek, pr. Ch. Aitmatov 66, phone: 0312-54-88-18, e-mail: asuiumbaeva@gmail.com

Abstract: The article presents the analysis of the current state and describes the problems of dynamic stability and control of complex electric power systems. The possibility of using Synergy-cybernetic methods of modern control theory for solving problems of effective control of complex electric power systems is considered.

Keywords: electric power system, automatic control system, power system stability, synergetic control theory, synergy-cybernetic approach.

Современные электроэнергетические системы (ЭЭС) – открытые, большие, нелинейные, многомерные и многосвязные комплексы подсистем, связанные между собой процессами тесного динамического взаимодействия и интенсивного обмена информацией, веществом и энергией. В них при определенных условиях возникают критические и хаотические режимы [3].

Важными особенностями ЭЭС являются: одновременность процессов производства, преобразования, передачи, распределения и потребления электрической энергии; многообразие режимов и функционирование в условиях воздействия внешних и внутренних возмущений; преимущественно нелинейный характер энергообъектов (ЭО), обусловленные применением существенно нелинейных регулирующих устройств и элементов во всей структуре современной ЭЭС; быстрота протекания переходных процессов в ЭЭС.

В настоящее время либерализация рынка электрической энергии вызывает увеличение мощности сетей и систем, незапланированные обмены мощностью как внутри системы, так и по межсистемным связям. Возрастающие аварийные токи в сетях и сверхтоки на межсистемных связях могут привести к критическим изменениям передаваемой мощности, резким сбросам мощности и выпадению генераторов из синхронизма, или полностью прервать передачу мощности в ЭЭС [1]. Такие явления сопровождаются нарушением статической и динамической устойчивости, снижением надежности и эффективности. Поэтому обеспечение устойчивости функционирования таких сложных систем на сегодняшний день является актуальной проблемой, с точки зрения повышения требований к качеству вырабатываемой электроэнергии.

ЭЭС может находиться в одном из следующих режимов: *нормальном, утяжеленном, аварийном и послеварийном.*

Режим работы ЭЭС в данный момент времени, обуславливается совокупностью значений главных параметров процесса производства, распределения и потребления электроэнергии (активные и реактивные мощности, токи, напряжения, частота) [13].

Задача управления в нормальном режиме – обеспечить экономичную работу при соблюдении установленных нормативов по надежности и качеству электроэнергии и функционирования ЭЭС, управление напряжением в установленных узлах, поддержание нормального режима при перетоках активной мощности [5,13].

Утяжеленный режим – это когда один или несколько параметров достигают критических значений, которые допустимы строго ограниченное время, при этом создается высокая опасность возникновения аварийных ситуаций, снижается надежность электроснабжения, ухудшается качество электроэнергии [14].

Задачами управления в утяжеленном режиме являются: восстановление нормального режима (достижение допустимых значений параметров) и предупреждение возникновения аварийного режима [18]. Управление в таком режиме осуществляется обслуживающим персоналом и автоматическими устройствами.

Аварийный режим характеризуется значительным отклонением значений его параметров от допустимых. Аварийными режимами в ЭЭС могут называться режимы короткого замыкания (КЗ) и асинхронный режим. Аварийный режим ведет к быстрому понижению частоты или напряжения, вследствие избытка или дефицита активной или реактивной мощности.

Задачами управления в аварийном режиме являются: отключение поврежденного элемента или участка, предотвращение перехода аварии на соседние участки ЭЭС, восстановление системы (допустимые значения всех параметров системы). Управление в аварийном режиме производится устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматикой [17].

На данный момент, в связи с созданием крупных объединенных энергосистем (ОЭС), растет число слабых межсистемных связей. В данной ситуации есть возможность возникновения асинхронного хода.

В ЭЭС, после ликвидации аварийной ситуации, наступает *послеаварийный* режим. Данный режим в основном бывает утяжеленным. Наиболее тяжелые возмущения, которые учитываются в требованиях к устойчивости ЭЭС, определены в работе [4].

Как известно, сложные ЭЭС характеризуются колебательными свойствами [12]:

1. *Многочастотность* колебаний ЭЭС выявляется присутствием динамических элементов с различными постоянными времени. Низкочастотные составляющие ($f = 0,2 \div 1,5$ Гц) определяют режимные параметры (углы, токи статора, мощности), которые зависят от колебания ротора синхронного генератора (СГ) и называются электромеханическими колебаниями (ЭМК). Высокочастотные колебания ($f > 1,5$ Гц) – электромагнитными колебаниями. В отличие от ЭМК, электромагнитные колебания, чаще всего локализируются внутри СГ и не «выходят» в систему;

2. *Колебательный или аperiodический характер* ЭМК, который зависит от величин таких возмущений, как отклонение угла и производные угла;

3. *Параметры ЭМК, которые зависят от исходного режима и амплитуды колебаний*. Если амплитуда нарастает, то появляются потери изохронности и агармоничность;

4. *Параметрический резонанс* также характерен для нелинейной колебательной системы, такой как ЭЭС;

5. *Свойство автоколебательности* – появление устойчивых свободных периодических колебаний.

Колебательные свойства ЭЭС зависят от способа регулирования возбуждения СГ и настройки автоматического регулятора возбуждения (АРВ). В нерегулируемой системе после всех возмущений, меньших критических, колебания являются затухающими. В

регулируемой же ЭЭС возможны различные колебательные процессы: затухающие колебания при начальных возмущениях, меньших критических – устойчивость равновесия при любых начальных условиях; затухание колебания при ограниченных начальных условиях, меньших критических, и нарастающие колебания при превышении этих ограниченных возмущений – устойчивость в ограниченной области начальных условий; расходящиеся колебания при любых начальных условиях – нарушение статической устойчивости в виде *самораскачивания*.

Для надежного и качественного функционирования современных ЭЭС, в настоящее время применяются традиционные линеаризованные алгоритмы управления:

1. Автоматическая система управления частотой вращения и активной мощностью (АРЧМ) СГ (рис.1) электрических станций (как правило проектируется в виде отдельных линейных подсистем).

2. Автоматический регулятор возбуждения для управления напряжением и реактивной мощностью (АРВ) СГ (рис.2), параметры которых фиксированы и рассчитаны для определенного локального режима (не учитывается многорежимность функционирования СГ).

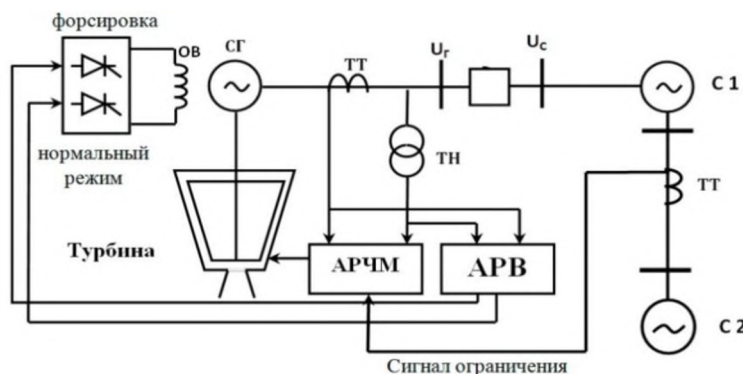


Рис.1. Традиционная схема регулирования частоты и активной мощности в ЭЭС (АРЧМ)

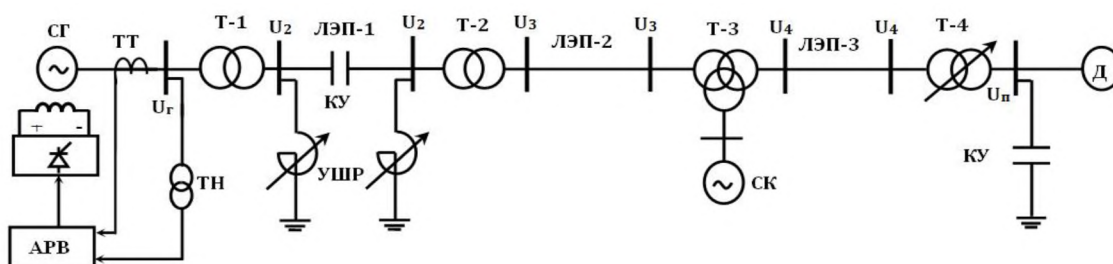


Рис.2. Традиционная схема регулирования напряжения СГ (АРВ) и поддержание напряжения на должном уровне в контрольных пунктах ЭЭС

Система АРЧМ решает следующие задачи [5, 17]:

- ограничивая перетоки мощности по контролируемым линиям электропередачи (ЛЭП), тем самым обеспечивает устойчивость параллельной работы СГ;
- регулирует частоту и распределяет нагрузки между электростанциями, тем самым повышает экономичность ЭЭС и качество электроэнергии.

Ограничение перетоков мощности имеет большее значение, так как при превышении установленной величины перетока мощности по одной из контролируемых ЛЭП, действует только система ограничения, а система регулирования блокируется (рис.1).

Поддержание напряжения на должном уровне в контрольных пунктах ЭЭС (рис.2) достигается рациональным ведением режима работы (полным использованием реактивной

мощности СГ и синхронных компенсаторов, недопущением перегрузки питающих элементов системы, правильным направлением потоков мощности по отдельным ЛЭП, надлежащим выбором коэффициентов трансформации повышающих и понижающих трансформаторов), а также совместной работой устройств АРВ синхронных машин (генераторов, компенсаторов, двигателей), устройств, автоматически изменяющих под нагрузкой коэффициенты трансформации силовых трансформаторов, последовательных регулировочных трансформаторов и устройств, автоматически переключающих или плавно изменяющих емкостную нагрузку статических компенсаторов. При наличии в ЭЭС ЛЭП большой длины, снижение влияния емкости этих линий на уровни напряжения в примыкающем районе достигается за счет установки управляемых шунтирующих реакторов (УШР) на фазах [3].

Надежное и качественное функционирование сложной ЭЭС зависит от обеспечения системами автоматического управления (САУ) требуемых статических характеристик системы, от устойчивости работы системы с запасом, от качества переходных процессов при больших и малых возмущениях.

Проблема противоаварийного управления связана с гарантированным обеспечением наибольшей области динамической устойчивости ЭЭС и повышенным быстродействием в режиме значительных отклонений от положения равновесия, а также статической устойчивости и заданных демпфирующих свойств в режиме малых отклонений [2]. При нарушении условий статической устойчивости, в ЭЭС могут нарастать колебания режимных параметров, приводящие к асимптотическому уходу от положения равновесия. При сужении области динамической устойчивости происходит резкое снижение противоаварийных свойств ЭЭС (в режимах больших возмущений), которое может привести к развалу ЭЭС [2].

Существующие методики управления, до настоящего времени, показали свою эффективность, однако их применение в быстроразвивающихся и расширяющихся структурах ЭЭС страны порождает определенные проблемы:

1. *Проблемы линейных регуляторов.* Традиционные системы АРЧ и АРЧМ СГ электрических станций, выполняются в виде *отдельных линейных* подсистем.

Параметры традиционных автоматических регуляторов возбуждения АРВ СГ (Рис.1) рассчитываются главным образом для определенного локального режима. Такой подход становится главным недостатком, так как параметры, рассчитанные для одного режима, не гарантируют устойчивое регулирование при смене режима. Справиться с данным недостатком сегодня позволяют, в большинстве случаев, методы нечеткой логики [6,15]. При этом, чаще всего при выборе настроек регуляторов эксперты опираются на личные знания, на общие представления о физике протекания процессов или методом проб. Этот процесс не дает полной гарантии оптимальности найденных настроек регулятора, значительно зависит от человеческого фактора, к тому же требуют очень много времени и физических затрат [8].

Линеаризованные системы управления адекватны только в малой области отклонения от установившегося состояния. В экстремальных и критических ситуациях, при работе СГ в режимах значительных отклонений, существенно проявляются их нелинейные свойства, и неучет этих свойств приведет к возникновению, а также развитию системных аварий, подобных авариям 1977 и 2003 годов (США) и 2005 года (Москва) [16]. Это говорит о том, что для сохранения динамической устойчивости ЭЭС эффективное управление требует принимать во внимание нелинейные модели ЭО, проектировать системы управления методами, которые позволяют учитывать явления взаимосвязанности и нелинейности процессов в ЭО.

2. *Работа ЭЭС в критических режимах.* Значительными возмущениями режимов в ЭЭС, являются отключения мощных нагрузок или источников (трансформаторов, ЛЭП), а также КЗ, которые, в зависимости от места возникновения и вида, способны привести к выпадению СГ из синхронизма. Аварийная статистика для ЭЭС показывает, что большая часть аварий на высоковольтных ЛЭП – это однофазные КЗ (75-90%), трехфазные же КЗ составляют 5-10% от всего количества замыканий. Данный вид КЗ является экстремально

тяжелым, так как оно совсем прерывает передачу мощности в ЭЭС [1]. В этом случае, устранить потери динамической устойчивости можно лишь мгновенно отключив поврежденный участок. Устойчивость ЭЭС, работающей в критических режимах при однофазном КЗ можно сохранить лишь при нелинейном взаимосвязанном управлении турбо- и гидрогенераторами энергоблоков, что уменьшает стоимость мероприятий по усилению ЭЭС. Лавины частоты и напряжения являются экстремальными режимами работы системы, и они заслуживают особого внимания. Существующими методами устранения этих явлений являются:

- использование резерва мощности, имеющегося в ЭЭС;
- отключение или сбрасывание нагрузки (автоматическая частотная разгрузка).

Синергетическая теория управления (СТУ) подтверждает, что данных явлений также можно избежать, при использовании *нелинейных взаимосвязанных* управлений частотой и мощностью турбо- и гидрогенераторами [8,11].

3. *Локальная работа каналов управления.* Турбина и СГ – тесно взаимодействующие между собой нелинейные ЭО. Поэтому их каналы управления взаимосвязаны и достаточно сильно влияют друг на друга. Такое влияние наблюдается как на единичном СГ, так и между всеми генераторами ЭЭС.

Особенно явно проявляются нелинейные свойства СГ в пиковых и критических режимах (лавина частоты и напряжения, сброс или наброс мощности, короткие замыкания и т.д.). Действия каналов управления турбиной и СГ противоречат друг другу, что в свою очередь может нарушить устойчивость ЭЭС. При развитии такого сценария, системные аварии могут охватить ЭЭС соседних регионов и даже всю единую энергетическую систему (ЕЭС) страны или стран СНГ.

В традиционной практике управления алгоритмы управления подсистемы СГ и турбины, являются развязанными, то есть локальными или каналы управления автономны. Использование двухканального взаимосвязанного управления СГ дает возможность значительно улучшить динамическую устойчивость ЭЭС [7].

Еще в конце 20-го века проф. В.А.Веников указывал на целесообразность именно взаимосвязанного управления [5]. Но, к сожалению, до сегодняшних дней, такого рода устройства не реализованы [8].

4. *Системные аварии в ЭЭС.* На сегодняшний день, из-за часто появляющихся системных аварий в ЭЭС, мы подошли к необходимости сформулировать и решить новую сложную проблему создания регуляторов для СГ, гарантирующих подавление наихудших возмущений, действующих со стороны системы, с задачей выполнения максимально возможной области асимптотической (динамической) устойчивости ЭЭС. Данная задача эффективно решается применением современных методов синтеза *синергетических алгоритмов управления* энергообъектами, опираясь на их полные нелинейные модели [8].

5. *Параметрическая неопределенность.* Каждая сложная ЭЭС и ЭО характеризуются рядом неопределенностей:

- математическая модель описывается лишь приближенно;
- динамические и статические свойства не управляются;
- возмущения извне постоянно воздействуют на систему.

В [1] говорится об отличии фактических параметров генераторов от расчетных (расхождения до $\pm 15\%$ и более). Многообразие параметрических неопределенностей определило развитие адаптивных систем управления. Основное управление в ЭЭС пока построено на линейных методах (оптимальное, локально-оптимальное, модальное), а для подстройки параметров в контуре адаптации применяются методы скоростного градиента, метод рекуррентных целевых неравенств, метод стохастической аппроксимации и т.д. Адаптивные системы здесь нашли огромное применение [8].

Современная ситуация характеризуется высокой степенью развития вычислительной, микропроцессорной и информационно-измерительной техникой. Исходя из этого, для решения вышеперечисленных проблем необходимо применять новые синерго-кибернетические методы управления ЭЭС, которые учитывают следующие особенности ЭО:

- сложность, многомерность, многосвязность и параметрическая неопределенность;
- многорежимность функционирования, связанная с существенным изменением конфигурации сети и изменением нагрузок;
- значительное проявление в переходных и критических режимах нелинейных свойств объектов ЭО ЭЭС, что приведет к большим погрешностям расчетов и к качественным искажениям результатов.

В настоящее время, для решения вышеизложенных сложных проблем управления ЭЭС в работах [9,10] предлагается использовать идеи новой интегральной науки (синергетики), изучающей процессы самоорганизации и коллективного, когерентного поведения в нелинейных ДС разной природы, а также методы и принципы СТУ, базирующейся на концепции единства процессов самоорганизации и управления.

Применение синергетических законов приведет к появлению принципиально нового поколения управляемых энергообъектов и ЭЭС, обладающих следующими отличительными свойствами [8]:

- гарантированное выполнение генераторами и их группами возложенных технологических задач, как в нормальных, так и экстремальных режимах работы;
- обеспечение максимально возможной области динамической (асимптотической) устойчивости систем управления и, как следствие, их высокую надежность работы в любых экстремальных режимах;
- повышенная грубость (робастность) системы к изменению ее параметров;
- широкий диапазон заданных статических и демпфирующих технологических свойств;
- компенсация низкочастотных гармонических возмущений, частоты которых совпадают с резонансными частотами энергообъектов;
- надежное поддержание синхронизма при изменении нагрузки в широком диапазоне, в том числе и при действии значительных внешних возмущений;
- адаптивность (приспособляемость) к изменению внутренних параметров и действию внешних возмущений со стороны технологической среды;
- наиболее эффективное использование энергетических ресурсов;
- гибкость и оперативная перенастройка при изменении задач и приоритетов в ЭЭС.

Таким образом, разработка теории нелинейной электроэнергетики позволяет создать самоорганизующуюся ЭЭС более совершенной структуры.

Выводы

В существующих системах управления ЭЭС каналы управления СГ и турбины рассматриваются автономно. Такие вынужденные искусственные приемы вызваны ограниченными возможностями известных методов классической теории автоматического управления (ТАУ). Существующие традиционные методики управления ЭЭС до настоящего времени показали свою эффективность, но их применение во все более развивающихся и расширяющихся структурах современной ЭЭС порождает определенные проблемы: линейные регуляторы сужают область динамической устойчивости, ЭЭС работают в критических режимах, возникают системные аварии.

Поэтому проблемы решения задачи эффективного управления ЭЭС, требуют использования как методов классической ТАУ, так и синергетический подход в современной теории управления. Синерго-кибернетический подход в настоящее время применяется в

решении задач повышения эффективности нелинейных, динамических ЭЭС, позволяя управлять поведением системы «турбина-синхронный генератор» по их полным нелинейным моделям с каналами взаимосвязанного согласованного управления активной и реактивной мощностью ЭЭС, с учетом подавления внешних и внутренних возмущений.

Список литературы

1. Автоматизация электроэнергетических систем / под. ред. Морозкина В.Л., Энгелаге Д. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 448 с.
2. Андерсон П.М., Фуад А.А. Управление энергосистемами и устойчивость – М.: Энергия, 1980. – 569 с.
3. Бакасова А.Б., Ниязов Н.Т. О синергетическом подходе в управлении частотой и напряжением сложной электроэнергетической системы / Изв. Кырг. гос. техн. ун-та. – 2013. – № 29. – С. 42–46.
4. Баринов В.А., Совалов С.А. Режимы энергосистем: Методы анализа и управления – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 440 с.
5. Веников В.А., Зуев Э.Н., Портной М.Г. Электрические системы: управление переходными режимами электроэнергетических систем - М.: Высш. шк., 1982. – 247 с.
6. Воропай Н.И., Этингов П.В. Развитие методов адаптации нечетких АРВ для повышения динамической устойчивости сложных электроэнергетических систем / Электричество. – 2003. – №11. – С.2–10.
7. Колесников А.А., Беляев В.Е., Попов А.Н. Свойства управляемости нелинейных электроприводов и турбогенераторов // Синтез алгоритмов сложных систем: межвед. темат. науч. сб. – М., 1997. – №9. – С.147–180.
8. Колесников А.А., Веселов Г.Е., Кузьменко А.А. Новые технологии проектирования современных систем управления процессами генерирования электроэнергии – М.: Изд-во МЭИ, 2011. – 280 с.
9. Кузьменко А.А. Синергетический синтез динамических регуляторов для энергосистем, функционирующих в условиях кусочно-постоянных возмущений Мехатроника, автоматизация, управление: Проблемы мехатроники и автоматизации в работах технол. ин-та ЮФУ: прил. к журн. – М., 2008. – №1. – С.19–24.
10. Кузьменко А.А., Сеницын А.С., Бакасова А.Б., Ниязова Г.Н. Синерго-кибернетический подход к нелинейному адаптивному управлению гидрогенератором энергосистемы // XII Всерос. совещ. по проблемам упр. «ВСПУ-2014». – М., 2014. – С. 2219–2227.
11. Кузьменко А.А. Синергетическое управление электроэнергетическими системами – Таганрог: Изд-во ТРТУ, 2006. – 88 с.
12. Литкенс И.В. Нелинейные колебания в регулируемых электрических сетях – М.: Изд-во МЭИ, 1974. – 146 с.
13. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем – М.: Изд-во «НЦ ЭНАС», 2000. – 503 с.
14. Окин А.А. Противоаварийные управления в ЕАС России / под. ред. Дьякова А.Ф. – М.: Изд-во МЭИ, 1996. – 156 с.
15. Приходько И.А. Нечеткие структуры систем регулирования возбуждения синхронного регулятора / Электричество. – 2002. – №2. – С. 46–50.
16. Смоловик С.В. Роль «человеческого фактора» в развитии крупных системных аварий // ELEKTROENERGETIKA. – 2008. – Vol.1, №1. – P.16-19.
17. Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 415 с.
18. Электрические системы: Математические задачи электроэнергетики / под ред. Веникова В.А.. – М.: Высш. шк., 1981. – 288 с.