

# ЭЛЕКТРОМАШИННЫЕ КОМПЕНСАТОРЫ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ СОВРЕМЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

АВТОР:

Г.Б. ЛАЗАРЕВ,  
НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ  
ООО «ИНЖЕНЕРНЫЙ  
ЦЕНТР ЭНЭЛ»

**П**роисходящие в мире изменения в структуре генерации энергосистем, сопровождаемые децентрализацией с нарастающим темпом интеграции ВИЭ, все более широкое применение вставок постоянного тока с преобразовательными подстанциями для передачи электроэнергии от новых источников генерации — ветроэлектрических и солнечных электростанций к центрам нагрузок (материковым электрическим сетям) снижают инерцию

и мощность короткого замыкания, оказывая негативное воздействие на режимы работы электрических сетей. Это требует нового подхода к обеспечению таких их важных характеристик, как надежность, защищенность и качество электроэнергии. В этих условиях оказались востребованными электромашинные компенсаторы реактивной мощности нового поколения, эффективно компенсирующие снижение механической инерции и мощности короткого замыкания.

**Ключевые слова:** ветроэлектрические и солнечные электростанции; энергосистема; электрические сети; инерция, мощность короткого замыкания; синхронный компенсатор; STATCOM; генетический алгоритм.



Электромашинные компенсаторы реактивной мощности — эффективное средство повышения надежности энергосистем и качества электроэнергии

## ВВЕДЕНИЕ

Современный этап развития мировой энергетики характеризуется реализацией во многих развитых странах мира сценария четвертого энергетического перехода (Energy Transition), трансформирующего переход электроэнергетики от традиционных моделей к новым, ориентированным на масштабное использование распределенной возобновляемой энергетики и накопителей энергии, формирование децентрализованных рынков, интеллектуализацию инфраструктуры. Термин «энергетический переход», предложенный Вацлавом Смилом, характеризует изменения структуры первичного энергопотребления и постепенного перехода от существующей схемы энергообеспечения к новому состоянию энергосистемы. Понятие «энергопереход» включает четыре составляющие: энергоэффективность, цифровизацию, декарбонизацию и децентрализацию. Значительное снижение затрат на ВИЭ в последние годы, новые возможности в области энергоэффективности, цифровизация, интеллектуальные технологии и инновационные решения — ключевые факторы, лежащие в основе этих тенденций.

Необходимость энергоперехода часто обосновывается климатической повесткой, поскольку генерация, потребители электроэнергии, а также транспорт являются главными источниками парниковых газов. В то же время переход к новым моделям электроэнергетики — более широкое явление. Это давно назревший процесс, обусловленный нехваткой и моральным устареванием генерирующих мощностей, износом электрических сетей и существенными потерями при передаче электроэнергии. Поэтому происходящие в электроэнергетике изменения направлены на повышение доступности, надежности и энергоэффективности электроснабжения потребителей, создание электрических сетей нового поколения и совместно

с новой генерацией современных энергосистем — централизованных и с распределенной генерацией [1]. При этом новые вызовы для российской электроэнергетики имеют свои особенности, что связано с избытком традиционных топливно-энергетических ресурсов, большой и протяженной территорией с низкой плотностью сети населенных мест, специфическими социально-экономическими факторами. Одновременно они перекликаются с глобальными вызовами и вызовами для стран с похожими условиями [2]. Изменения в структуре генерации энергосистем, проблемы с надежностью и безопасностью, особенно возрастающие с интеграцией ВИЭ, определяют тренды развития электрической сети: она должна быть гибкой с точки зрения модели спроса и предложения, иметь низкие эксплуатационные потери, быть устойчивой, доступной и безопасной. Анализ деятельности электросетевых компаний ведущих европейских стран и США показывает, что обеспечить оптимальное развитие электрических сетей с их одновременной модернизацией возможно лишь путем создания так называемой интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной электрической сетью Smart Grid [3].

Активное внедрение в зарубежных энергообъединениях так называемых чистых технологий на основе генерации ВИЭ, прежде всего ветроэлектрических и солнечных электростанций (ВЭС и СЭС), направленное на достижение долгосрочной цели по формированию низкоуглеродной экономики, стало предпочтительным выбором энергокомпаний во всем мире благодаря политической поддержке, а с развитием и удешевлением технологий — вследствие рентабельности такой генерации. В большинстве регионов мира солнечная фотоэлектрическая или ветровая энергия уже представляет собой доступный относительно недорогой источник электроэнергии [4]. Вместе с тем процесс интеграции ВЭС и СЭС

в энергосистемы сопровождается дополнительными рисками для их стабильности. Так, аномальные погодные условия 2020–2021 гг. в Европе и США стали причиной значительного спада генерации ВЭС и СЭС, что привело к возникновению региональных энергетических кризисов. При этом снижение объема генерации на фоне увеличивающегося спроса привело к рекордному росту стоимости электроэнергии в регионах с большой долей СЭС и ВЭС в энергобалансе [5]. В то же время, как показали результаты климатического саммита COP 26 (Conference of the Parties — конференция сторон) в Глазго в ноябре 2021 г., подобные риски в целом не препятствуют постановке амбициозных долгосрочных задач по сокращению использования традиционных источников энергии и наращиванию ввода новых мощностей на основе ВИЭ.

Постепенное вытеснение из энергетического баланса зарубежных энергосистем традиционной генерации на основе крупных угольных ТЭС, а в ряде стран и АЭС, ввод нарастающим темпом замещающих мощностей генерации на основе ВЭС и СЭС, все более широкое применение вставок постоянного тока высокого напряжения с преобразовательными подстанциями для передачи электроэнергии от новых источников (например, офшорных ветропарков) к центрам нагрузок (материковым сетям) создают значительные проблемы динамической устойчивости, надежности и безопасности энергосистем. В мощной и хорошо сбалансированной энергосистеме при относительно небольшой совокупной мощности ветро- и солнечных электростанций такие проблемы практически не возникают. Однако если речь идет о значительных объемах генерации ВЭС и СЭС (несколько сотен и даже тысяч мегаватт), локализованных по отношению к общей электросети в энергокластере при слабых связях с энергосистемой, то вероятностная природа электроэнергии, генерируемой этими

электростанциями, переменный и слабопрогнозируемый в краткосрочной перспективе характер выдачи мощности, присущий ветровой и солнечной энергетике, обуславливает их негативное воздействие на режимы работы энергосистемы [6].

Наряду с прерывистым характером рассредоточенная генерация ВЭС и СЭС не вносит вклад в резервы мощности энергосистемы и в ее общую инерционность, рассматриваемую как один из важных параметров, на котором основана синхронизирующая работа современных энергосистем, так как инерция вращающихся механических масс синхронных генераторов и турбин определяет немедленную реакцию частоты на возникновение неравенства в общем балансе мощности. Чем меньше инерция системы, тем сильнее реакция частоты сети на резкие изменения в структуре генерации и нагрузки.

Зарубежная практика показывает, что с интеграцией больших мощностей ВЭС и СЭС энергосистема приобретает новые свойства, в том числе и ряд негативных, проявляющихся в снижении мощности короткого замыкания (МКЗ), инерции, возникновении определенных проблем с управлением ее режимами, устойчивостью и надежностью [6, 7]. При этом обеспечение таких важных характеристик электрических сетей, как надежность, защищенность и качество электроэнергии, должно основываться на системном подходе к применению современных технически и экономически обоснованных средств компенсации реактивной мощности, учитывающих максимальное снижение потерь электроэнергии за счет рационального перераспределения потоков реактивной мощности при оптимальной мощности устанавливаемых средств компенсации. В этих условиях обсуждаемые в данной статье электромашинные синхронные компенсаторы (СК) нового поколения вновь оказались востребованными.

## ВЛИЯНИЕ ВИЭ НА ИНЕРЦИЮ И МОЩНОСТЬ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Для энергообъединений с растущей долей генерации ВИЭ актуальной становится проблема снижения суммарной кинетической энергии турбин и генераторов, которые создают «инерцию» энергосистемы, в значительной мере влияющую на ее динамическую устойчивость, надежность и эффективность функционирования, показатели качества электроэнергии (ПКЭ) [7]. Проблемы, возникающие в энергосистеме вследствие снижения инерции, были исследованы в рамках проекта Евросоюза MIGRATE Horizon 2020. Целью проекта был поиск решений технологических проблем, с которыми энергосистемы сталкиваются в настоящее время и особенно будут сталкиваться в будущем при массовой интеграции силовых электронных устройств ВЭС и СЭС, вставок и переключателей постоянного тока. По результатам исследований показано, что инерция не является общей характеристикой всей энергосистемы, а скорее представляет собой ряд локальных характеристик, т. е. энергосистема ведет себя не как единый центр инерции, а как локальные взаимосвязанные центры инерции. Следовательно, для смягчения последствий низкой инерции требуются локальные меры.

Как известно, электрогенераторы современных мощных ветротурбин 3-го и 4-го типов, ставших за последнее десятилетие самыми применяемыми в ВЭС, связаны с электрической сетью силовыми полупроводниковыми преобразователями частоты, осуществляющими «развязку» частоты сети и частоты генератора [8]. Вследствие этого ветрогенераторы практически не компенсируют снижение инерции. Что касается солнечных фотоэлек-

трических преобразователей СЭС, также «развязанных» силовыми полупроводниковыми инверторами с энергосистемой, то, поскольку в них отсутствуют вращающиеся механизмы, они в принципе не могут влиять на инерцию. Поэтому в аварийных режимах в энергосистемах с меньшей инерцией скорость изменения частоты и других режимных параметров происходит быстрее.

Как показано в [7], изменение частоты в энергосистеме непосредственно после значительного дисбаланса мощностей генерации и нагрузки можно оценить по соотношению

$$P_g - P_l = \frac{d\left(\frac{1}{2} J_{sys} \cdot \omega_{el}^2\right)}{dt}, \quad (1)$$

где  $P_g$  — генерируемая мощность;

$P_l$  — потребляемая мощность;

$\omega_{el}$  — электрическая угловая частота;

$J_{sys}$  — инерция системы.

Правая часть уравнения (1) является производной кинетической энергии, запасенной во всех генераторах энергосистемы. Кинетическая энергия, запасенная на валу одного генератора, часто выражается пропорционально его номинальной мощности и называется постоянной инерции  $H_{gen}$ :

$$H_{gen} = \frac{J_{gen}/p^2}{2 S_{gen}} \cdot \omega_{el0}^2, \quad (2)$$

где  $S_{gen}$  — номинальная кажущаяся мощность генератора;

$\omega_{el0}$  — номинальная частота;

$p$  — число пар полюсов.

Для крупных электростанций постоянная инерции, измеряемая в секундах, обычно находится в диапазоне 2–9 с [9]. Записывая уравнение (1) с учетом (2) и опуская промежуточные преобразования, получаем:

$$P_g - P_l = 2H_{sys} \omega_{el} \frac{d\omega_{el}}{dt}, \quad (3)$$

где  $H_{sys}$  — постоянная инерции всей энергосистемы. Если допустить, что  $\omega_{el} \approx 1$ , то начальная скорость изменения частоты (rate of change of frequency — ROCOF) может быть выражена как

$$\frac{d\omega_{el}}{dt} = \frac{P_g - P_l}{2 H_{sys}}. \quad (4)$$

Скорость изменения частоты ROCOF определяется главным образом величиной небаланса мощности и инерционностью системы. Инерционность системы зависит в основном от двух факторов: числа работающих генераторов и инерционности каждого из них. Поскольку силовые электронные преобразователи ветрогенераторов ВЭС электрически «развязывают» их частоту от частоты сети, это приводит к снижению инерции системы и высокой ROCOF [7].

Интеграция в энергосистему мощных ВЭС и СЭС, содержащих силовые электронные устройства, сопровождается также снижением МКЗ, которая является «индикатором стабильности сети», определяющим надежность и эффективность ее функционирования, способность обеспечения нормируемых ПКЭ [9, 10]. При значительной мощности таких электростанций в «слабой» энергосистеме со сниженными значениями МКЗ возникают проблемы со стабильностью напряжения и устойчивостью. Так, снижение МКЗ в точке присоединения ВЭС к электрической сети является фактором, влияющим на нестабильность и возникновение субсинхронных колебаний (IEEE квалифицирует их как слабые колебания сети) [11]. Механизм нестабильности аналогичен традиционной нестабильности напряжения: при увеличении уровня передачи энергии ветра напряжение переменного тока в точке присоединения может уменьшаться. Снижение напряжения может привести к уменьшению передаваемой мощности, т. е. формируется механизм обратной связи по неустойчивости. Низкая МКЗ или слабые связи между сетями делают этот механизм доминирующим.

Поскольку, как было отмечено, ветрогенераторы современных ВЭС и СЭС связаны с электрической сетью силовыми полупроводниковыми преобразователями частоты, их вклад в ток короткого замыкания ограничен значениями 1,1–1,2 о. е. [12]. При этом возникает проблема поддержания устойчивой работы устройств управления силовых полупроводниковых преобразователей, обеспечивающих сопряжение ВЭС и СЭС с электрическими сетями. Для анализа «отказоустойчивости» энергосистемы, т. е. способности энергосистемы, содержащей значительную мощность генерации ВИЭ, например, ВЭС, сохранять работоспособность и восстанавливаться при возникновении в ней неисправностей, предлагается (см., например, [12, 13]) использовать коэффициент короткого замыкания SCR (Short-Circuit Ratio — «отношение короткого замыкания», или «кратность тока короткого замыкания»). Устойчивость энергосистемы при отказах в точке общего соединения (Point of Common Coupling — PCC) с ВЭС определяется как соотношение между МКЗ в точке PCC и расчетной мощностью ВЭС.

Методики расчета SCR известны и достаточно подробно описаны в ряде публикаций. Так, методика расчета коэффициента короткого замыкания SCR, рассмотренная в [12, 13], основана на двух различных подходах, позволяющих сопоставить результаты и оценить точность расчета SCR: определение SCR на основе стандарта МЭК 60909 и определение SCR на основе математического моделирования электромагнитных переходных процессов с помощью программного комплекса TDDS (Time Domain Dynamic Simulations — динамическое моделирование во временной области). Стандарт определяет МКЗ как начальную симметричную кажущуюся мощность короткого замыкания. Процедура вычисления SCR с использованием стандарта МЭК 60909 осуществляется с помощью специального пакета программ

PSS®E, который позволяет использовать значения сверхпереходного, переходного или установившегося импедансов синхронных генераторов. При математическом моделировании установившихся и переходных процессов в энергосистеме, содержащей ВЭС, с применением программного комплекса TDDS используются динамические модели синхронных генераторов, СК и ВЭС. Для расчета коэффициента короткого замыкания SCR с помощью программного комплекса TDDS используется специальный программный код Python, написанный в программной среде PSS®E [14].

Мировой опыт эксплуатации СЭС и ВЭС свидетельствует о том, что при их совокупной мощности 30% и выше от общей установленной мощности электростанций вследствие снижения МКЗ и инерции в графике нагрузки энергосистемы наряду с так называемой пилой нагрузки, связанной с утренним и вечерним максимумом потребления, появляется «пила генерации». Из-за проблемы нестабильной выработки ВЭС и СЭС возникает необходимость их резервирования для поддержания баланса произведенной и потребляемой электроэнергии. При этом пульсирующая выработка электроэнергии этими электростанциями создает для системных операторов значительные проблемы управления режимами энергосистемы. Это приводит к необходимости повышения ими требуемых объемов резервирования мощности для обеспечения устойчивости и надежности работы энергосистем, применения средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) и систем накопления электроэнергии, вследствие чего увеличиваются затраты на их обеспечение. Так, например, отраслевой регулятор в энергетике Германии (BNetzA) отмечает [15], что в связи с увеличением ВИЭ-генерации в объединенной европейской энергосистеме ENTSO-E и одновременном отставании в развитии сетевой инфраструктуры в последние

годы значительно увеличился объем мер, предпринимаемых системными операторами для обеспечения надежной работы энергосистемы, включая и такие, как «передиспетчирование» и управление выдачей мощности генерации (feed-in management). Одновременно выросли затраты, в том числе системных операторов, на обеспечение надежной работы энергосистемы, составившие только в конце 2017 г. 1,4 млрд евро. И эта тенденция пока сохраняется.

Следует отметить, что единый способ сглаживания неравномерности генерации СЭС и ВЭС пока не выработан. Каждая страна, развивающая нетрадиционную энергетику, выбирает для себя наиболее приемлемые и экономически обоснованные методы борьбы с ее нестабильностью. Так, страны Евросоюза, США, Китай, Канада пытаются решать проблему за счет использования в энергосистемах маневренных характеристик гидроаккумулирующих, газотурбинных и парогазовых электростанций, создания и применения мощных электрохимических и кинетических накопителей энергии, управления реактивной мощностью при развитии и усилении связей между энергосистемами, обеспечивающими необходимые перетоки активной мощности.

Активно разрабатываются технологии производства альтернативных традиционным ГАЭС накопителей большой мощности [16]. Применяются и другие способы. Так, например, в Германии, используют более равномерное распределение СЭС и ВЭС по энергообъединениям, что помогает снизить влияние локальных метеоусловий на общую выработку. В ряде зарубежных энергосистем для устранения неравномерной генерации ВЭС и СЭС активно применяют технологию Demand Response (спрос — предложение), позволяющую за счет мотивации потребителей перераспределять их суточное потребление.

Крупнейшая централизованная энергосистема в мире — ЭЭС России, сформированная еще в условиях плановой экономики Советского Союза, включает в себя, как известно, магистральную электросетевую комплекс и распределительные сети. В ней наряду с мощными, хорошо связанными с источниками генерации центрами питания нагрузки существуют удаленные энергорайоны со слабыми электрическими связями с централизованными энергосистемами и сниженными значениями МКЗ. Загруженность ЛЭП на магистральных участках в среднем по России составляет, как известно, порядка 40–50 % номинальной пропускной способности [10]. Электрические сети России страдают от избытка реактивной мощности, возникающей в длинных линиях. Такие системные возмущения, как, например, короткие замыкания, приводят при сниженном значении МКЗ в электрической сети к опасным для электроустановок потребителей электроэнергии провалам напряжения и нарушениям стандарта качества электроэнергии (КЭ) [17]. Проблема нестабильности напряжения и ухудшения КЭ в узлах питания крупных промышленных потребителей с шин подстанций 110–220 кВ со слабой связью с энергосистемами всегда существовала в российской электроэнергетике и, несмотря на проводимую модернизацию, пока во многом сохраняется. В то же время в целом ряде случаев, как показывает практика эксплуатации, за счет определенных запасов надежности электрические сети разного уровня напряжений могут продолжать функционировать и при сниженном КЭ даже при локальных проявлениях отрицательных последствий, обусловленных ее ухудшением.

Внедрение в российской энергетике новых технологий обусловило развитие распределенной генерации (преимущественно на основе газотур-

бинных и газопоршневых агрегатов относительно небольшой мощности), способствующей энергетической безопасности и позволяющей решать экологические проблемы. Хотя эти установки в отличие от ВЭС и СЭС не создают проблем, связанных с зависимостью располагаемой мощности от природно-климатических условий, однако из-за слабых связей с энергосистемой при сниженных значениях МКЗ и инерции их вращающихся масс они являются динамически неустойчивыми, что нередко приводит к их отключению при внешних возмущениях в сетях с низким качеством электроэнергии.

Поскольку Россия с 2014 г. активно включилась в развитие рынка экологически чистой энергии, в составе существующих в настоящее время генерирующих мощностей распределенной генерации постепенно растет установленная мощность ВЭС и СЭС. Как следует из годового отчета Системного оператора Единой энергетической системы, совокупная установленная мощность ВЭС и СЭС на 01.01.2022 составила 1,62 % установленной мощности электростанций ЭЭС России (2035,4 МВт ВЭС — 0,83 % и 1960,62 МВт СЭС — 0,79 %). Рост мощности ветросолнечной энергетики в общей установленной мощности электростанций ЭЭС России в последние годы в значительной мере обусловлен стимулирующими мерами со стороны государства. К 2035 г., согласно действующей Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики на период до 2035 года, должно быть построено в общей сложности 11,6 ГВт ветряных и солнечных электростанций, что эквивалентно примерно 5 % всей установленной мощности электростанций в стране. В перспективе до 2050 г. тенденции на активное инновационное развитие и повсеместное внедрение электростанций на базе возобновляемых источников энергии станут основой преобразований энергетического сектора РФ [18].

## ЭЛЕКТРОМАШИНЫЕ КОМПЕНСАТОРЫ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ — ЭФФЕКТИВНОЕ СРЕДСТВО ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ И КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Надежное и устойчивое функционирование электрических сетей зависит от стабильности напряжения. По существу, стабильность напряжения в определенном смысле становится критическим параметром с точки зрения надежности энергосистемы. Очевидно, что проблема нестабильности напряжения и снижения КЭ будет усиливаться как с развитием искажающих нагрузок в потребительских сегментах сетей электроснабжения разного класса напряжения, так и с ростом генерации ВЭС и СЭС, содержащих мощные силовые полупроводниковые преобразователи электроэнергии [19]. Для компенсации колебаний напряжения нужна реактивная мощность, которая должна быть доступной и активно регулироваться. С этой целью в электрические сети интегрируют пакетные решения, обеспечивающие оптимальные с технической и коммерческой точек зрения режимы компенсации реактивной мощности и стабилизации напряжения, позволяющие локализовать высшие гармоники, генерируемые искажающими нагрузками, а также силовыми электронными преобразователями в системах генерирования электроэнергии СЭС, ВЭС, вставками постоянного тока, и обеспечить требуемые ПКЭ.

В энергосистемах многих стран компенсация реактивной мощности

на протяжении длительного времени традиционно обеспечивалась широко применяемыми электромашинными СК, называемыми в зарубежных публикациях синхронными конденсаторами (synchronous condensers). Они применялись в электрических сетях как основной инструмент управления перетоками реактивной мощности на уровнях передачи и распределения электроэнергии и стабилизации напряжения. Являясь по существу вращающимися генераторами реактивной мощности, СК обеспечивают регулирование напряжения при изменении нагрузки во время аварийных ситуаций и после их локализации, потребляя из энергосистемы небольшую активную мощность для компенсации потерь и не генерируя высших гармоник. В энергосистемах многих стран установлены сотни СК [20]. Интересен исторический факт: в справочнике, изданном еще в 1911 г., представлены распространенные в то время приложения по применению электромашинных СК в электрических сетях [11]. Развитие силовой электроники, сопровождавшееся появлением мощных полупроводниковых приборов — полностью управляемых тиристорных GTO, IGCT, SGCT и силовых транзисторов IGBT, IEGT, изменение требований к электрическим сетям обусловили необходимость совершенствования средств компенсации реактивной мощности. Вместо традиционных электромашинных СК в зарубежных энергосистемах с конца прошлого века широкое применение получают статические устройства FACTS [9, 21].

Подобные процессы происходили и в ЭЭС России. Разгрузка межсистемной электропередачи к началу 1990-х гг. привела к тому, что физически и морально устаревшие электромашинные СК, отработавшие более 30–40 лет, повсеместно выводились из эксплуатации. Такое решение не в последнюю очередь было связано, с одной стороны,

с их устаревшими конструкцией, системой возбуждения, аналоговой системой автоматического управления, наличием щеточного аппарата, с другой стороны — значительно возросшими затратами на поддержание их эксплуатационного состояния, необходимостью в специально обученном эксплуатационно-ремонтном персонале. Электромашинные СК в энергосистемах стали активно вытесняться статическими устройствами компенсации — переключаемыми батареями конденсаторов, управляемыми шунтирующими реакторами, статическими тиристорными компенсаторами (СТК), статическими синхронными компенсаторами (СТАТКОМ) [22].

В то же время, как отмечается, например, в [23], развитие электрических сетей в XXI веке обуславливает новый взгляд на такие их важные характеристики, как надежность, защищенность и КЭ, обеспечение которых должно основываться на системном подходе к применению технически и экономически эффективных СКРМ, учитывающих максимальное снижение потерь электроэнергии за счет рационального перераспределения потоков реактивной мощности при оптимальной мощности и стоимости устанавливаемых средств компенсации. Хотя статические СКРМ, получившие широкое применение как альтернатива электромашинным СК, обеспечивают эффективную компенсацию реактивной мощности, с развитием распределенной генерации и увеличивающейся интеграцией СЭС и ВЭС в энергосистемы замена ими традиционных СК сопровождается, как уже упоминалось, ухудшением инерции и снижением МКЗ на шинах их подключения, что отражается на КЭ и стабильности работы электроприемников, расположенных за фидерами и трансформаторами потребителей. В сложившихся условиях электромашинные СК, как одно из универсальных и эффективных средств «усиления»

энергосистем, эффективно компенсирующее снижение механической инерции и мощности короткого замыкания, вновь оказались востребованными. Энергокомпании многих стран при планировании будущих электрических сетей отмечают важную роль СК и рассматривают технологии их применения как часть своего общего подхода для решения задач обеспечения устойчивости и надежности энергосистем, стабильности напряжения и КЭ в сценариях роста генерации на основе ВИЭ [20, 23].

Электромашинные СК идеально подходят для регулирования напряжения протяженных ЛЭП магистральных сетей, сетей со значительным уровнем мощности силовых электронных устройств ВЭС и СЭС, передачи и вставок постоянного тока, а также «слабых» сетей с высоким риском «отсоединения» от энергосистемы. Ряд функциональных возможностей и преимуществ СК по сравнению

со статическими СКРМ обусловил, по сути, их «возрождение» к концу первого десятилетия XXI века.

Анализ публикаций, начиная примерно с 2011 г., показывает значительно возросший интерес к применению в энергосистемах многих стран электромашинных СК и отвечает на вопрос, почему произошло то, что в зарубежных публикациях было образно названо «ренессансом» СК [24]. При этом применение СК осуществляется по двум основным направлениям: установка в энергосистемах СК нового поколения и перевод синхронных генераторов электростанций, выводимых из эксплуатации, в режим СК [25]. Эти два направления имеют разные технико-экономические преимущества, обычно учитываемые энергокомпаниями при принятии ими решения по выбору технологии компенсации реактивной мощности. Следует отметить, что использование выводимых из эксплуатации генераторов

в режиме СК — это, по сути, новая бизнес-модель в электроэнергетике, имеющая бесспорные технологические и экономические преимущества.

Анализ тенденций развития электромашиностроения, средств силовой и информационной электроники за последние десятилетия показывает, что мировой рынок СК интенсивно развивается [26].

Ключевыми игроками, работающими в мировой индустрии СК, являются прежде всего ABB, Siemens, General Electric, Ansaldo, Mitsubishi Electric, Toshiba, а также ряд других компаний. Передовые технологии конструирования мощных электрических машин, применение новых материалов и компонентов позволили компаниям-производителям «усилить» преимущества СК, снизить себестоимость их изготовления и создать электромашинные компенсаторы нового поколения, свободные от недостатков электромашинных СК, применяемых ранее.

Современные СК с термореактивной изоляцией статора с бесщеточной системой возбуждения, цифровым управлением и быстродействующей защитой обладают сравнительно малыми габаритами, высокой надежностью, и их техническое обслуживание низкокзатратно. Типичный диапазон номинальной реактивной мощности СК от 10 до 250 МВАр, но производители могут адаптировать их для мощности до 350 МВАр. При этом, поскольку СК не развивают активной мощности и проблема их статической устойчивости не возникает, их конструируют с меньшим воздушным зазором, чем у синхронных генераторов и двигателей, что позволяет облегчить обмотку возбуждения и удешевить машину.

СК нового поколения в зависимости от их мощности имеют воздушное, водородное и водяное охлаждение. В ряде случаев электротехнические

компании применяют и другие способы охлаждения. Так, например, ABB для мощных СК применяет охлаждение воздух — вода — воздух (CAWA) с замкнутым контуром охлаждения, что позволяет устанавливать СК на открытом воздухе и на площадках, где нет воды [24, 26]. СК с воздушным охлаждением не только экономически эффективны, но и намного проще в обслуживании по сравнению с системами с водородным или водяным охлаждением. Производители СК предлагают способ их пуска в зависимости от требований заказчика. Пуск СК до номинальной скорости вращения может осуществляться пусковым статическим преобразователем частоты либо с помощью частотно-регулируемого вспомогательного электродвигателя (пони-мотора). Плавный пуск СК от небольшого по мощности (200–300 кВт) пони-мотора, оснащенного преобразователем частоты, идеальный способ пуска, позволяющий проектировать СК, не предъявляя специальных требований к их пуску. Пуск синхронных генераторов, переводимых в режим СК, обеспечивается, как правило, тиристорными преобразователями частоты [27].

Поскольку требования к режимам электрических сетей постоянно меняются, СК должны быть адаптированы для их конкретного применения. Так, например, ABB, GE, Siemens предлагают модульное исполнение СК с воздушным охлаждением, рассчитанное на любой диапазон от 10 до 100 МВА на машину, которые могут быть легко объединены в два или три блока для реализации более высоких мощностей, что обеспечивает надежность, простоту обслуживания и эксплуатационную гибкость. Такое решение проиллюстрировано в качестве примера

на рис. 1. Для повышения инерции и эффективности динамического регулирования реактивной мощности электротехнические компании предлагают вариант комбинированного исполнения высокоинерционного СК, формирующего дополнительную инерцию за счет механического накопителя кинетической энергии — маховика, устанавливаемого на валу машины. Такое решение учитывает перспективы развития электрических сетей («электрические сети будущего» [23]) и требования системных операторов в условиях роста резко переменных нагрузок, а также ввода протяженных ЛЭП постоянного тока высокого и ультравысокого напряжения и линий межсистемных связей [28].

Анализ мирового рынка СК, учитывающий влияние факторов, стимулирующих и ограничивающих его развитие, показывает устойчивую тенденцию роста [26]. Так, если объем мирового рынка СК в 2020 г. составил 568,9 млн долл. США, то по прогнозам к 2030 г. его объем достигнет 751,0 млн долл. США при увеличении в среднем на 2,8% в период с 2021 по 2030 г. Исследования рынка базировались на методе анализа операционной среды бизнеса, основанном на системе «пять сил Портера»<sup>1</sup>, которые определяют прибыльность рынка с точки зрения влияния поставщиков, конкурентов, новых участников, конечных покупателей и учитывают применение СК, доступных на мировом рынке, как нового поколения, так и реконструируемых/восстановленных. При этом рынок сегментировался по номинальной реактивной мощности СК (до 100 МВАр, 100–200 МВАр, свыше 200 МВАр), по типу системы охлаждения (водородное, воздушное, водяное), по способу пуска (статический преобразователь частоты, пони-

мотор), по конечному пользователю (электроэнергетика, промышленность). Отчет охватывает применение СК в различных регионах, в том числе в Северной Америке, Европе, Азиатско-Тихоокеанском регионе, на Ближнем Востоке. К настоящему времени в энергосистемах Германии, Дании, Италии, США, Китая, Австралии и ряда других стран реализованы десятки проектов как с применением СК нового поколения, так и с использованием в качестве СК генераторов электростанций, выводимых из эксплуатации [24–26, 29].

Дальнейшим развитием электромашинных СК нового поколения стали высокотемпературные сверхпроводящие динамические синхронные компенсаторы (High Temperature Superconductor Dynamic Synchronous Condenser — HTS DSC), называемые также SuperVAR [29, 30]. Сверхпроводящий СК представляет собой синхронную машину, медная обмотка возбуждения которой заменена на обмотку с высокотемпературной сверхпроводимостью. Подобно обычному синхронному компенсатору, сверхпроводящий динамический СК добавляет механическую инерцию в энергосистему и обеспечивает регулирование реактивной мощности для поддержания постоянства напряжения на шинах его подключения к электрической сети. При этом такой СК отличается отсутствием ограничения по динамической устойчивости в пределах своей номинальной мощности и может стабильно работать без обратной связи для динамической стабилизации напряжения.

Сверхпроводящий СК отличает очень быстрая реакция на переходные процессы изменения напряжения в режимах выдачи и потребления реактивной мощности, способность работать с большими токами возбуждения

## МОДУЛЬНАЯ СИСТЕМА СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ 2×100 МВАР [32]



Рис. 1

<sup>1</sup> Michael E. Porter. How Competitive Forces Shape Strategy — Как конкурентные силы формируют стратегию// Harvard Business Review. May 1979. Vol. 57. N 2. P. 137–145.

## УСТРОЙСТВО ДИНАМИЧЕСКОГО СВЕРХПРОВОДЯЩЕГО СИНХРОННОГО КОМПЕНСАТОРА РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ HTS DSC [45]

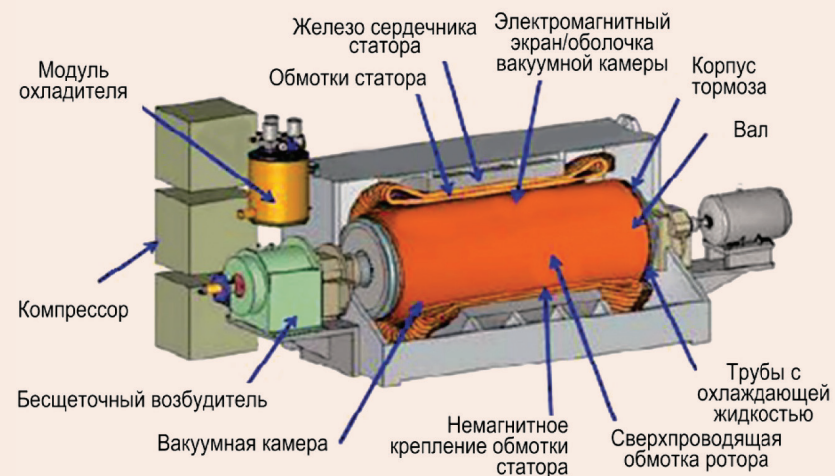


Рис. 2

(до 2,0 о.е.) в течение десятков секунд и при снижении напряжения в сети выдавать выходную мощность, в три раза превышающую номинальное значение. Поскольку потери в обмотке возбуждения практически отсутствуют, такой СК имеет высокий КПД, особенно при сниженных нагрузках. К достоинствам сверхпроводящих СК можно отнести также малую площадь, требуемую для размещения, и относительную простоту технического обслуживания. На рис. 2 представлено принципиальное устройство сверхпроводящего динамического СК. В 2004 г. прототип динамического сверхпроводящего СК мощностью 8 МВАр был установлен в США в электрической сети энергокомпании штата Теннесси (Tennessee valley authority — TVA), мощной искажающей нагрузкой в которой были дуговые печи. Успешное тестирование такого СК обусловило решение энергокомпании TVA заказать дополнительно пять сверхпроводящих СК 12 МВАр, 13,8 кВ каждый.

Применение СКРМ в электросетевом комплексе России регламентировано двумя основными документами: Положением ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе [31] и Методикой оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России [32]. В [32] приведена классификация устройств FACTS. При этом к новейшим устройствам FACTS второго поколения (FACTS-2), обеспечивающим регулирование режимных параметров за счет применения в их составе полностью управляемых силовых полупроводниковых приборов, отнесены электромагнитные асинхронизированные компенсаторы (АСК) реактивной мощности.

АСК представляет собой электромашино-вентильный комплекс на основе синтеза электрической машины переменного тока с двумя и более обмотками возбуждения на роторе и подключенного к ним преобразова-

теля частоты на силовых полупроводниковых приборах. Благодаря векторному управлению можно изменять не только величину, но и фазу вектора напряжения электрической сети, обеспечивая независимое регулирование реактивной мощности и электромагнитного момента АСК. В отличие от традиционных синхронных компенсаторов АСК обеспечивает динамическое регулирование реактивной мощности в пределах колебания и имеет расширенный диапазон изменения реактивной мощности  $\pm 100\%$  номинальной мощности, в то время как диапазон традиционных СК составляет от  $+100$  до  $-50\%$  [33]. Как и СК, асинхронизированный компенсатор не вносит искажений в токи и напряжения сети и имеет высокую перегрузочную способность (двух-трехкратная перегрузка по току в течение времени до 300 с). Комбинированное применение АСК и механического накопителя кинетической энергии — маховика на валу машины позволяет расширить функциональные возможности АСК, усиливает компенсацию инерции и обеспечивает эффективное демпфирование колебаний активной мощности. Асинхронизированные компенсаторы с маховиком (АСКМ) на длительную/кратковременную мощность 100/200 МВАр с временем обмена мощностью 15–30 с могут использоваться в энергосистемах в качестве резерва мощности секундной мобилизации для улучшения качества регулирования частоты. АСКМ эффективен при питании резкопеременных нагрузок, для демпфирования низкочастотных электромеханических колебаний, о чем свидетельствует, в частности, опыт применения АСКМ мощностью 60 МВА в энергосистеме о. Окинавы (Япония).

В соответствии с программой ПАО Россети (Приложение 2 «Пилотные проекты, внедряемые и планируемые к внедрению на электросетевых объектах» [31]) в рамках реконструкции ПС 500 кВ «Бескудниково»

Московского энергетического кольца были разработаны и изготовлены два комплекса асинхронизированных компенсаторов с воздушным охлаждением АСК-100–4 мощностью  $\pm 100$  МВАр каждый (рис. 3). Введенные в 2012 г. в эксплуатацию самые мощные в мире уникальные электромагнитные компенсаторы реактивной мощности АСК-100–4 являются к настоящему времени единичным случаем внедрения в России электромагнитных устройств FACTS второго поколения [33].

В то же время широкое внедрение АСК в электрических сетях пока осложнено их высокой стоимостью, сложной конструкцией самой электрической машины и ее габаритами, наличием контактных колец и щеточного аппарата. Двухканальная быстродействующая система возбуждения АСК более сложная, чем у СК нового поколения. Каждый канал содержит реверсивный по току тиристорный преобразователь и цифровой автоматический регулятор возбуждения.

Для улучшения характеристик традиционных электромагнитных СК производства «Уралэлектротяжмаш» и расширения диапазона регулирования в режиме потребления реактивной мощности российскими специалистами исследовано знакопеременное возбуждение и разработан СК с реверсивной системой возбуждения, обеспечивающей положительное и отрицательное возбуждение [34]. Конструкция такого компенсатора в целом подобна конструкции традиционного СК, за исключением дополнительной обмотки отрицательного возбуждения на роторе. Магнитодвижущая сила (МДС) этой обмотки составляет примерно 15% МДС основной обмотки возбуждения, причем ее вектор направлен встречно по отношению к вектору основной обмотки. Совместное использование обеих обмоток, каждая из которых может создавать МДС только одного направления, позволяет получить знакопеременное возбуждение, что существенно расширяет диапазон возможных режимов работы такого СК. Регулирование ре-

активной мощности СК с реверсивной системой возбуждения осуществляется изменением угла ротора. Поскольку изменение реактивной мощности такого СК связано как с изменением тока в обеих обмотках, так и с механическим поворотом ротора, этот процесс происходит довольно медленно и занимает порядка 3 с. Выпуск компенсаторов серии КСВБО (компенсатор синхронный с водородным охлаждением, бесконтактным возбудителем с отрицательным возбуждением) мощностью 50–160 МВАр был освоен заводом «Уралэлектротяжмаш». Опыт эксплуатации таких СК, установленных, в частности, на ПС 500 кВ «Ногинск», «Пахра», ПС 220 кВ «Голутвин» и «Дровнино» (Московское ПМЭС), позволил выявить недостатки конструктивного исполнения отрицательной обмотки возбуждения. В дальнейшем в конструкцию ротора были внесены изменения. В настоящее время «УЭТМ-комплект» выпускает модернизированные СК 50, 100 и 160 МВА с водородным охлаждением и бесщеточной системой возбуждения. При этом



Рис. 3  
Асинхронизированный компенсатор АСК-100-4 на ПС 500 кВ «Бескудниково» (www.eepir.ru, декабрь 2014 г.)

система возбуждения СК типа КСВБО 50–11 МУ1 (50 МВА, 11 кВ) и КСВБОМ 100–11У1 (100 МВА, 11 кВ) реверсивная, обеспечивающая положительное и отрицательное возбуждение. В настоящее время широкого применения указанные СК на ПС электрических сетей не получили. В соответствии с технической политикой ПАО «Россети» к применению рекомендованы электромашинные асинхронизированные компенсаторы.

## ЭЛЕКТРОМАШИННЫЙ СК ИЛИ СТАТКОМ?

Применение электромашинных устройств FACTS должно основываться в каждом случае на сопоставительном анализе их технико-экономических характеристик с характеристиками альтернативных СКРМ. Для минимизации затрат и выбора оптимальных параметров СК принципиальное значение имеет стратегия рационального размещения устройств компенсации и распределения перетоков реактивной мощности в энергосистеме, реализуемая на основе различных алгоритмов оптимизации, что в конечном счете обеспечивает повышение режимной устойчивости энергосистемы и ее способность восстанавливаться при возникновении неисправностей, снижение потерь электроэнергии.

Подробный обзор технологий компенсации реактивной мощности, сравнительный анализ эффективности устройств компенсации, определение рациональных мест их установки в энергосистеме и оптимизация распределения перетоков реактивной мощности, которые можно найти в многочисленных публикациях (см., например, [9, 11, 14, 21–23, 26, 28–30, 33, 35–38]), выходит за рамки данной статьи.

В то же время можно констатировать, что в большинстве публикаций

авторы много внимания уделяют сопоставлению характеристик наиболее перспективных устройств FACTS — статических синхронных компенсаторов СТАТКОМ и электромашинных СК нового поколения. СТАТКОМ, являясь статическим синхронным источником реактивной мощности, формирует аналогично электромашинному СК трехфазную систему напряжений в фазе с напряжением сети. Векторное управление позволяет СТАТКОМу одновременно изменять модуль и фазу напряжения, обеспечивая высокое быстродействие управлением выдаваемой и потребляемой реактивной мощности. В публикациях также отмечается, что наряду с несомненными достоинствами (высокое быстродействие, большой динамический диапазон регулирования) СТАТКОМ имеет и ряд недостатков, таких, в частности, как генерация в электрическую сеть высших гармоник, что может в некоторых случаях приводить к резонансным явлениям. СТАТКОМ неэффективен для компенсации сниженной инерции в энергосистеме и неустойчив при коротких замыканиях в сети. Для кратковременной двукратной перегрузки требуется удвоение установленной мощности вентильного оборудования, что экономически невыгодно. В ряде публикаций рассматривается комбинированное применение СТАТКОМа с накопителем активной энергии на базе электрохимических аккумуляторов, что расширяет функциональные возможности его применения в «слабых» электрических сетях.

Электромашинные СК/АСК благодаря современным системам возбуждения с микропроцессорным управлением в полной мере соответствуют требованиям быстродействия при возмущениях в энергосистеме, обеспечивая увеличение МКЗ энергосистемы не только в стационарных (на это способны и СТАТКОМы), но и в аварийных режимах, что повышает ее стабильность. Неотъемлемым свойством СК/АСК как вращающейся машины является

возможность поддерживать инерцию и компенсировать ее снижение в энергосистеме. Установка на валу электромашинного компенсатора механического накопителя энергии повышает инерцию, «жесткость» поддержания напряжения и устойчивость энергосистемы. Электромашинные компенсаторы допускают двукратную, а в некоторых случаях применения трехкратную перегрузку без увеличения установленной мощности, позволяют исключить высшие гармоники в токах и напряжениях и обеспечить компенсацию несимметрии, что упрощает их интеграцию в электрические сети. Электромашинные компенсаторы сохраняют устойчивость к провалам напряжений и внешним КЗ (не отключаются от сети), в то время как СТАТКОМ отключается от сети при токах на 15–20% выше номинальных и при глубоких провалах напряжения. СТАТКОМы могут управлять напряжением в аварийных режимах в диапазоне нескольких миллисекунд, тогда как электромашинные компенсаторы способны поддерживать напряжение при более продолжительных интервалах (30 мс и более).

Анализ и сопоставление основных технико-экономических характеристик СТАТКОМа и электромашинных устройств компенсации реактивной мощности показывают, что применение электромашинных СК — универсального средства «усиления» энергосистемы, эффективно компенсирующего снижение механической инерции и МКЗ в условиях роста генерации ВИЭ в децентрализованных энергосистемах, при слабых электрических связях удаленных энергорайонов с централизованными энергосистемами в ряде случаев оказывается предпочтительным. Энергокомпания ряда стран полагают, что в электрических сетях будущего в условиях роста нестабильной генерации ВИЭ, ввода вставок и протяженных ЛЭП постоянного тока востребованными могут стать комбинированные устройства компенсации реактивной мощности с функ-

цией накопления активной энергии. Рассматривается перспективность применения в электрических сетях будущего СТАТКОМа с накопителем энергии на базе электрохимических аккумуляторов. В то же время лучшие массогабаритные и технико-экономические показатели по сравнению с аналогичными статическими устройствами позволяют считать оправданным преимущественное применение в электрических сетях будущего СК нового поколения с маховиком.

## ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Рациональное применение СКРМ неразрывно связано с выбором

стратегии размещения устройств компенсации в энергосистеме, что по сути сводится к системному подходу при решении многокритериальной оптимизационной задачи определения мощности устройств компенсации, их расположения в наиболее влияющих узлах электрической сети и оптимального распределения в сети реактивной мощности с учетом ее топологии, наличия в ней таких источников генерации, как ВЭС и СЭС, а также устройств аккумулирования энергии. В качестве критериев при этом могут быть использованы снижение перетоков реактивной мощности, обеспечение нормативных значений напряжения у потребителей и снижение потерь в электрических сетях для максимального использования ее пропускной способности при минимальной мощности устанавливаемых устройств компенсации. В задачи данной статьи в силу ограниченного объема не входили анализ методов и алгоритмов оптимизации и иллюстрация их применения

на конкретных примерах. Эти вопросы подробно освещаются в многочисленных публикациях (см., например, [14, 23, 39–42]).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изменения в структуре и энергетическом балансе энергосистем, децентрализация, ввод нарастающим темпом замещающих мощностей на основе ВИЭ, оказывающих негативное воздействие на режимы работы электрических сетей, широкое применение вставок постоянного тока с преобразовательными подстанциями для передачи электроэнергии от новых источников, например офшорных ВЭС, к центрам нагрузок (материковым электрическим сетям) формирует у специалистов новый взгляд на развитие электрических сетей в XXI веке и такие их важные характеристики, как надежность, защищенность и качество электроэнергии. При этом

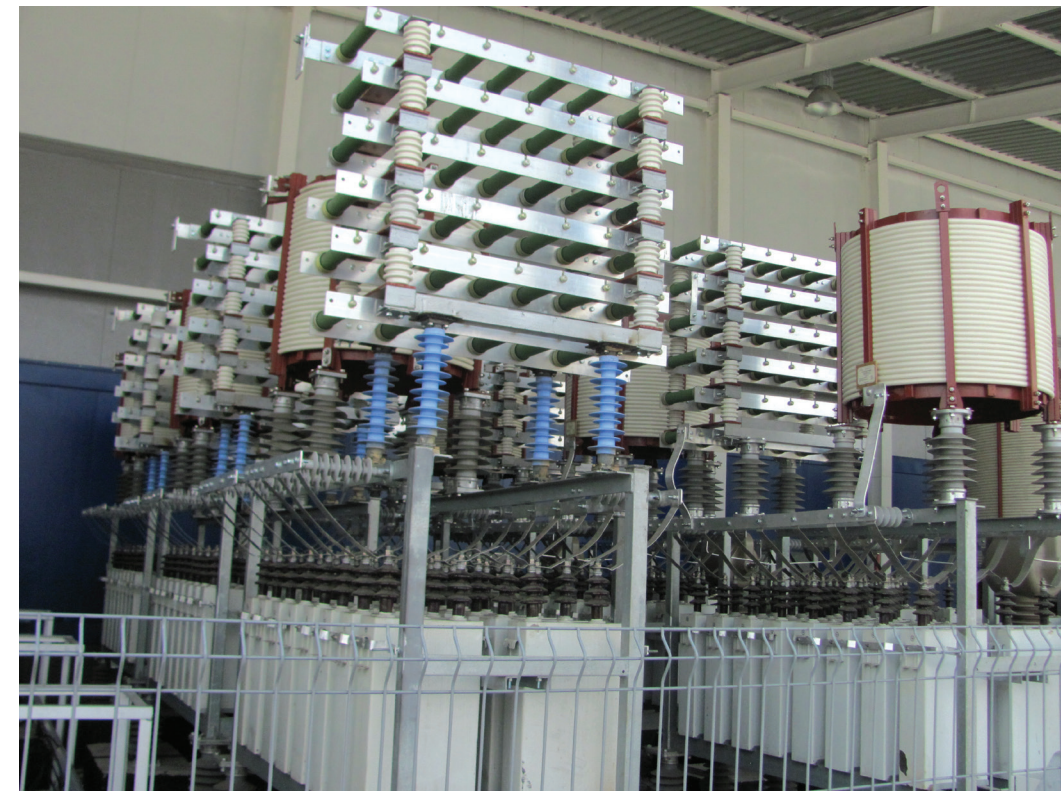


Рис. 4  
Высокая надежность и низкие затраты на техническое обслуживание обуславливают все большее применение электромашинных компенсаторов на энергообъектах

подчеркивается, что обеспечение этих характеристик должно основываться на системном подходе к применению технически и экономически эффективных средств компенсации реактивной мощности, учитывающем максимальное снижение потерь электроэнергии за счет рационального распределения потоков реактивной мощности при оптимальной мощности устанавливаемых средств компенсации.

В этих условиях вновь оказались востребованными электромашинные компенсаторы реактивной мощности как одно из универсальных и эффективных средств «усиления» энергосистем, эффективно компенсирующие снижение механической инерции и мощности короткого замыкания. Высокая надежность и низкие затраты на техническое обслуживание обуславливают все большее применение электромашинных компенсаторов нового поколения. Энергокомпании многих стран при модернизации или планировании будущих электрических сетей рассматривают технологии применения СК как часть общего подхода для решения задач обеспечения устойчивости и надежности энергосистем, стабильности напряжения и качества электроэнергии. Рост мирового рынка СК показывает устойчивую тенденцию.

Применение электромашинных компенсаторов в электрических сетях осуществляется по двум направлениям: установка в энергосистемах современных синхронных компенсаторов и перевод синхронных генераторов электростанций, выводимых из эксплуатации, в режим СК. Использование выводимых из эксплуатации генераторов в режиме СК — это, по сути, новая бизнес-модель в электроэнергетике, имеющая бесспорные технологические и экономические преимущества.

Применение в электрических сетях электромашинных устройств FACTS должно основываться в каждом случае на сопоставительном анализе их технико-экономических характеристик с характеристиками альтернативных средств компенсации реактивной мощности. Минимизация затрат и выбор оптимальных значений мощности электромашинных компенсаторов определяются стратегией их рационального размещения и распределения перетоков реактивной мощности в энергосистеме, основывающейся на системном подходе при решении многокритериальной оптимизационной задачи, учитывающей топологию электрической сети, включение в нее таких источников генерации, как ВЭС и СЭС, устройства аккумулирования энергии.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Воропай Н.И. Направления и проблемы трансформации электроэнергетических систем//Электричество. 2020. № 7. С. 12–21.
2. Массель Л.В. Методы и интеллектуальные технологии научного обоснования стратегических решений цифровой трансформации энергетики//Энергетическая политика. 2018. Вып. 5. С. 30–42.
3. Ховалова Т.В., Жолнерчик С.С. Эффекты внедрения интеллектуальных электроэнергетических сетей//Стратегические решения & риск-менеджмент. 2018. № 2 (107). С. 92–101.
4. IEA Renewables 2021. Analysis and forecast to 2026. December 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5ae32253-7409-4f9a-a91d-3ffb9777a/Renewables2021-Analysisandforecastto2026.pdf> (МЭА Возобновляемые источники энергии 2021. Анализ и прогноз до 2026 г.).
5. Развитие возобновляемой энергетики на фоне энергетических кризисов//Энергетические тренды. Аналитический центр при Правительстве РФ. Вып. 104, январь 2022.
6. Passey R. The potential impacts of gridconnected distributed generation and how to address them: A review of technical and nontechnical factors/Robert Passey, Ted Spooner, Iain MacGill, Murie IWatt,

7. Katerina Syngellakis//Energy Policy. 2011. Vol. 39. № 10. P. 6280–6290. (Потенциальные воздействия распределенной генерации, подключенной к сети, и способы их устранения: обзор технических и нетехнических факторов<sup>2</sup>).
7. Tielens P., D. Van Hertem. Grid inertia and frequency control in power systems with high penetration of renewables//Conf. Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering. 2012.04.16–2012.04.17. Delft, The Netherlands. P. 1–6. (Инерционность сети и управление частотой в энергосистемах с высоким уровнем использования возобновляемых источников энергии).
8. Iglesias R.L., Arantegui R.L., Alonso M.A. Power electronics evolution in wind turbines — A market-based analysis//Renewable and Sustainable Energy Reviews. December 2011. Vol. 15. Is. 9. P. 4982–4993. (Развитие электроники для ветряных турбин — рыночный анализ//Энергетика за рубежом. 2021. № 3. С. 11–25; там же. № 4. С. 22–37).
9. Куро Ж. Современные технологии повышения качества электроэнергии при ее передаче и распределении//Новости электротехники. 2005. № 1 (31). С. 1–9; № 2 (32). С. 1–9.
10. Шакарян Ю.Г., Лазарев Г.Б., Сокур П.В., Дементьев Ю.А. Обеспечение нормированной мощности короткого замыкания — ключ к решению проблемы неудовлетворительного качества электроэнергии при слабых связях потребителей с энергосистемой//Энергетик. 2019. № 5. С. 3–11.
11. Li Bao, Lingling Fan, Zhixin Miao. Wind Farms in Weak Grids Stability Enhancement: SynCon or STATCOM?//Preprint submitted to Electric Power Systems Research. 2021. October 4. power.eng.usf.edu. EPSR\_final\_syncon.pdf (Повышение устойчивости ветряных электростанций в слабых сетях: SynCon или STATCOM?).
12. Walling R., Gursoy E., English B. Current contributions from type 3 and type 4 wind turbine generators during faults//In Power and Energy Society General Meeting. 2011. IEEE. P. 1–6. (Вклады токов от ветрогенераторов типа 3 и типа 4 при неисправностях).
13. Wu D., Li G., Javadi M., Malyscheff A. M., Hong M., Jiang J. N. Assessing impact of renewable energy integration on system strength using site-dependent short circuit ratio//IEEE Trans. Sustain. Energy. 2018, July. Vol. 9. № 3. P. 1072–1080.

- (Оценка влияния интеграции возобновляемых источников энергии на стабильность системы с помощью коэффициента короткого замыкания, зависящего от объекта).
14. Marrazi E., Guangya Y., Weinreich-Jensen P. Allocation of synchronous condensers for restoration of system short-circuit power//Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. 2018. Vol. 6. № 1. P. 17–26. (Размещение синхронных конденсаторов для восстановления мощности короткого замыкания в системе).
15. В Германии затраты на обеспечение надежности энергосистемы достигли рекордных объемов. [http://so-ups.ru/uploads/media/280618\\_foreign\\_tso.pdf](http://so-ups.ru/uploads/media/280618_foreign_tso.pdf)
16. Зырянов В.М., Кириянова Н.Г., Коротков И.Ю., Нестеренко Г.Б., Пранкевич Г.А. Системы накопления энергии: российский и зарубежный опыт//Энергетическая политика. 2020. № 6 (148). С. 76–87.
17. Коверникова Л.И., Тульский В.Н., Шамонов Р.Г. Качество электроэнергии в ЕЭС России. Текущие проблемы и необходимые решения//Электроэнергия. Передача и распределение. 2016. № 2 (35). С. 40–51.
18. Жданев О.В., Зуев С.С. Развитие ВИЭ и формирование новой энергополитики России//Энергетическая политика. 2020. № 2 (144). С. 84–95.
19. Воротницкий В.Э., Дементьев Ю.А., Лазарев Г.Б., Шакарян Ю.Г. Организация комплексного процесса управления качеством электроэнергии — приоритетная задача энергетической стратегии развития России//Электроэнергия. Передача и распределение. 2017. № 4 (43). С. 40–52.
20. Depoian A. Synchronous condensers for better grid stability/A. Depoian, S. Konzelmann, G. Previle, G. Henschel//Think Grid. 03.16.2016. <https://www.think-grid.org/synchronous-condensers-better-grid-stability> (Синхронные конденсаторы для лучшей стабильности сети).
21. Мисриханов М.Ш., Ситников В.Ф. Опыт внедрения технологии FACTS за рубежом.//Энергохозяйство за рубежом. 2007. № 2. С. 27–48; № 3. С. 46–64.
22. Гусев С.И., Шакарян Ю.Г., Новиков Н.Л. Развитие устройств FACTS//Сб. докл. XII Всемирного электротехнического конгресса ВЭЛК–2011. Силовая электроника и преобразовательная техника. Москва, 2011.
23. Tellez A.A., Lopez G., Isaac I., González J.W. Optimal reactive power compensation in electrical distribution systems with distributed resources. Review//Heliyon. 2018. Vol. 4. Is. 8. P. 1–30. (Оптимальная компенсация реактивной мощности в электрических распределительных системах с распределенными ресурсами. Обзор).

23. Prevost T., Denis G., Coujard C. Future grid stability, a cost comparison of Grid-Forming and Synchronous Condenser based solutions//EPE ECCE conference, 2020. (Стабильность энергосистемы будущего и сравнение основных решений на основе стоимости формирования сети и синхронного конденсатора) [Электрические сети. Тенденции модернизации, вызовы и возможности].
24. Hild V. Renaissance of a classic — the synchronous condenser. Interview on the topic//Siemens Power Transmission. 14/11. 2017. (Ренессанс классики — синхронные конденсаторы).
25. Deecke A., Kaweck R. Usage of existing power plants as synchronous condenser//Przeglad Elektrotechniczny. 2015. N 10. P. 64–66. (Использование существующих электростанций в качестве синхронных конденсаторов).
26. Dixit S., Pasad E. Outlook-2030//Latest Reports. EP: Equipment and Devices. July 2021. (Перспективы-2030. Последние отчеты. EP: Оборудование и приборы).
27. Лазарев Г.Б., Пичугин В.М., Султанов А.Т. Частотный пуск синхронного генератора в режиме синхронного компенсатора от высоковольтного преобразователя частоты//Вестник ВНИИЭ-2000. М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2000.
28. Виноцкий Ю.Д., Кузьмичев В.А. Перспективы применения синхронных компенсаторов в энергосистемах с возобновляемыми источниками энергии//Энергия единой сети.2022. № 1 (62). С. 52–57.
29. Igbinovia F.O., Fandi G., Muller Z., Tlusty J. Reputation of the Synchronous Condenser Technology in Modern Power Grid//2018 International Conference on PowerSystem Technology 6–8 November 2018, Guangzhou, China. (Репутация технологии синхронных компенсаторов в современных электрических сетях).
30. Performance of Superconductor Dynamic Synchronous Condenser on an Electric Grid/Swarn Kalsi, David Madura and Mike Ross//IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific Dalian, China. 2005. (Работа сверхпроводящего динамического синхронного конденсатора в электрической сети).
31. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе». М., 2013.
32. СТО 56947007–29.240.019–2009. Методика оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009.
33. Сокур П.В. Применение асинхронизированных машин для повышения эффективности управления реактивной мощностью в энергосистемах//Энергия единой сети. 2021. № 5–6 (60–61). С. 43–48.

34. Пекне В.З. Синхронные компенсаторы. М.: Энергия, 1980.
35. Pundir A., Yadav G.D. Comparison of Different types of Compensating Devices in Power System//International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET). 2016. Vol. 3. Is. 11. Nov. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.irjet.net/archives/IRJET-V3I1177/PDF> (Сравнение различных типов компенсирующих устройств в энергосистеме).
36. Вишинский Н.Е., Тузлукова Е.В. Определение области применения различных типов средств компенсации реактивной мощности в энергосистемах/Источник: семинар института «Энергосетьпроект» 12 августа 2017 г. Портал энергетика. <https://portalenergetika.com/>
37. Lepour D., Paolone M., Denis G., Cardozo C., Prevost T. Performance assessment of Synchronous Condensers vs Voltage Source Converters providing grid-forming functions//<https://arxiv.org/pdf/2106.03536.pdf> (Оценка эффективности синхронных конденсаторов по сравнению с преобразователями напряжения, обеспечивающими функции формирования сети).
38. Bhattacharyya B., Gupta V.K., Kumar S. Reactive power optimization with SVC & TCSC using genetic algorithm//Power Engineering and Electrical Engineering. 2014. Vol. 12. № 1. P. 1–12. (Оптимизация реактивной мощности с помощью SVC и TCSC с использованием генетического алгоритма).
39. Алехин Р.А., Кубарьков Ю.П. Оптимизация распределения реактивной мощности в энергосистеме с помощью алгоритма поиска летучей мыши//Электротехнические комплексы и системы. Интеллектуальная электротехника. 2019. № 1. С. 29–41.
40. Bansal R.C. Optimization methods for electric power systems: An overview//International Journal of Emerging Electric Power Systems. 2005. Vol. 2. Is. 1. P. 1–23. (Методы оптимизации для электроэнергетических систем: обзор).
41. Jain V.K., Singh H., Srivastava L. Minimization of reactive power using particle swarm optimization//International journal of computational engineering research. 2012. Vol. 2. Is. 3. P. 686–691. (Минимизация реактивной мощности с помощью оптимизации роя частиц).
42. Antunes C.H., Lima P., Oliveira E., Pires D.F. A multi-objective simulated annealing approach to reactive power compensation//Engineering Optimization. 2011. Vol 43. Is. 10. P. 1063–1077. (Многоцелевой подход к моделированию отжига для компенсации реактивной мощности).

<sup>2</sup> Для удобства автор представил перевод на русский язык названий отдельных используемых статей.