



КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях на основе распределенной энергетики*

Некрасов С. А., канд. техн. наук, канд. экон. наук

Объединенный институт высоких температур РАН, Москва

Показано, что развитие распределенной энергетики в России позволит обеспечить требуемое качество и надежность энергоснабжения и снизить сетевые потери путем компенсации реактивной мощности.

Ключевые слова: реактивная мощность, снижение потерь электроэнергии, потребитель электроэнергии.

В электрической сети в целом должно обеспечиваться равенство генерации и потребления активной (АМ) и реактивной (РМ) мощности. Основным нормативным показателем поддержания баланса активной мощности в каждый момент времени является частота переменного тока (общесистемный критерий), а реактивной — уровень напряжения (местный критерий, существенно отличающийся для каждого узла нагрузки и каждой степени номинального напряжения) [1]. В соответствии с ГОСТ 13109–97 в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения нормально и предельно допустимые значения установившегося снижения напряжения δU на выводах приемников электрической энергии не должны превышать соответственно 5 и 10 % номинального напряжения электрической сети по ГОСТ 721 и ГОСТ 21128 (номинальное напряжение). При пониженных напряжениях вероятность отключения потребителей в случае провалов напряжения значительно возрастает. При снижении напряжения на шинах нагрузки до уровня $U < U_{кр}$ (критического напряжения статической характеристики узла нагрузки по напряжению) резко повышается потребление РМ, приводящее к увеличению потерь напряжения, дальнейшему снижению напряжения и быстро развивающемуся в течение нескольких секунд процессу, называемому

лавинной напряжением. Однако при снижении напряжения потребление мощности не уменьшается [2].

В последние годы как в городах, так и в сельской местности существенно увеличилось потребление РМ, в том числе электроприемниками промышленных предприятий, электрифицированным железнодорожным и городским транспортом, торговыми, спортивными и развлекательными центрами и т. д. Доля РМ при загрузке линий электропередачи в настоящее время оценивается в 20 – 80 % от АМ [2]. Например, в ОАО «КАМАЗ» в 2011 г. при 303 МВт установленной мощности потребление РМ составило 217 Мвар [3]. Согласно [4] около 60 % всей РМ, связанной с образованием переменных магнитных полей, потребляют асинхронные двигатели (до 60 % их питается от сетей 0,4 кВ) и около 25 % — трансформаторы.

Увеличение числа различных электроприводов, стабилизирующих и преобразовательных устройств, применение полупроводниковых преобразователей приводит к росту потребляемой РМ преимущественно в сетях низкого напряжения, а это в свою очередь влияет на работу других электроприемников, сокращает срок их службы, создает дополнительные потери электроэнергии. Изменение характера коммунально-бытовой нагрузки в результате появления новых типов электроприемников (микроволновых печей, кондиционеров, морозильников, люминесцентных светильников, стиральных и посудомоечных машин, персональных компьютеров и др.), потребляющих из питающей сети наряду с

* Статья подготовлена по результатам НИОКР в рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России 2007 – 2012 гг.» Минобрнауки России (ГК № 16.526.12.6002).

активной значительную реактивную мощность, также привело к росту потребления РМ [5]. В итоге из-за изменения структуры потребления *общее потребление РМ $Q_{\text{потр}\Sigma}$ приближенно оценивается в 1 квар на 1 кВт суммарного потребления (нагрузки) АМ $P_{\text{нагр}\Sigma}$* [2].

Рост потребления РМ привел к ряду негативных последствий: потребители стали работать с пониженным коэффициентом мощности и повышенным потреблением РМ из электрической сети системы электроснабжения; возросли потоки РМ в системах электроснабжения потребителей электрической энергии (распределительных электрических сетях и системообразующих линиях электропередачи); возникла проблема поддержания (на уровне не ниже минимально допустимого) напряжения на шинах подстанций с присоединенной нагрузкой [6]. По оценкам экспертов, причинами возникновения и развития наиболее крупных аварий и технологических нарушений в энергосистемах и энергообъединениях различных стран, приведших к отключению значительного объема потребителей, являются, в частности, дефицит РМ в энергообъединениях и недостаточный объем установленных источников РМ [7].

Потери, связанные с небалансом РМ, наиболее значимы в распределительных сетях [8]. Оценка потерь реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах показывает, что при каждой трансформации напряжения они составляют приблизительно 10 % от передаваемой через трансформатор полной мощности. Например, в ОАО “Сетевая компания” Татарстана доля ЛЭП, в которых $\text{tg } \varphi$ превышает установленные значения, на напряжении 110 кВ составляет 25 % ($\text{tg } \varphi > 0,5$), на напряжении 35 кВ — 50 % ($\text{tg } \varphi > 0,4$), на напряжении 6(10) кВ — 52 % ($\text{tg } \varphi > 0,4$) [3]. Экономическое значение активных потерь электроэнергии при передаче и потреблении РМ оценивается в [5] на примере сетей 6(10) – 0,4 кВ региональных сетевых компаний (РСК) РАО “ЕЭС России”. Через сети 6(10) – 0,4 кВ в 2007 г. передано около 50 % электроэнергии (370 млрд кВт·ч) от общего отпуска электроэнергии в сетях РСК данного холдинга, составившего 742,5 млрд кВт·ч. Потери электроэнергии в этих сетях равнялись 11,6 %. За счет мероприятий по оптимизации балансов РМ в сети и повышения $\text{cos } \varphi$ с 0,85 на 0,01 (1,2 %) в целом в электрических сетях 6(10) – 0,4 кВ РСК можно сэкономить 1 млрд кВт·ч элек-

троэнергии. Это позволит высвободить около 150 тыс. кВт мощности генераторов на электростанциях. Следует также учесть, что для производства 1,1 млрд кВт·ч электроэнергии необходимо около 0,370 млн т условного топлива. Кроме того, повышенное потребление РМ из сети при низких значениях $\text{cos } \varphi$ требует увеличения сечений проводов и кабелей в электрических сетях с целью уменьшения потерь [5]. При снижении $\text{cos } \varphi$ до 0,7 перерасход цветных металлов (меди и алюминия) составит более 50 % [4].

Суть регулирования напряжения за счет воздействия на потоки РМ по элементам электрической сети заключается в том, что при изменении этой мощности изменяются потери напряжения в реактивных сопротивлениях. В отличие от АМ реактивную мощность в узлах сети можно изменять путем установки в них компенсирующих устройств. Наиболее действенными для регулирования напряжения являются устройства (синхронные компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы), способные как генерировать, так и поглощать РМ, изменяя свою мощность в зависимости от режима сети, в результате чего появляется возможность регулировать напряжение. Эффективность такого регулирования с помощью поперечных компенсирующих устройств повышается в сетях с относительно большими реактивными сопротивлениями по сравнению с активными, например, в воздушных сетях по сравнению с кабельными. При этом наибольший эффект достигается при установке компенсирующих устройств в наиболее удаленных от центров питания узлах нагрузки [8].

При выборе места расположения компенсирующих устройств следует иметь в виду, что наибольший экономический эффект достигается при их установке в непосредственной близости от потребляющих РМ приемников. Передача РМ из сети 6 – 35 кВ в сеть до 1000 В, как правило, экономически невыгодна, особенно, если это приводит к увеличению числа понижающих трансформаторов. Для электроустановок небольшой мощности, присоединяемых к действующим сетям 6(10) кВ, целесообразна полная компенсация на стороне до 1000 В. Поэтому необходимо обеспечить баланс и резерв РМ не только в целом в энергосистеме, но и в узлах нагрузки. В идеальном случае с точки зрения минимальных потерь электроэнергии в системе “генерация — ЛЭП — потребитель” следует создать такие условия, чтобы генераторы

станции работали с номинальным $\cos \varphi$, переток дополнительной по линии РМ отсутствовал, а потребители работали с $\cos \varphi = 1$ без потребления РМ [1]. Согласно Методическим указаниям [9] с целью снижения потерь мощности и электроэнергии в электрической сети рекомендуется рассматривать целесообразность установки дополнительных компенсирующих устройств главным образом непосредственно у потребителей на напряжении 0,4 – 10 кВ.

Компенсация РМ позволит снизить максимум потребления только по Москве на 3 – 3,3 ГВт [10]. В [2] описан опыт компенсации РМ в ОАО “Тверской вагоностроительный завод”. Суть его заключалась в измерении параметров электрической сети (напряжения, тока, коэффициента мощности) на отходящем присоединении РУ 6 кВ, от которого питается один из цехов предприятия. Сначала измерения проводили при отключенных устройствах компенсации РМ, затем последовательно включали батарею статических конденсаторов (БСК) на напряжении 0,4 и 6 кВ. Измерения показали, что при включении БСК ток в сети снизился на 30 %, а коэффициент мощности $\cos \varphi$ повысился с 0,82 до значения, близкого к 1 (т. е. была достигнута полная компенсация РМ), что приводит к разгрузке электросетевого оборудования и уменьшению потерь электроэнергии. Отмечен также рост напряжения в центре питания. Результаты наглядно продемонстрировали эффективность применения устройств компенсации РМ. Потребитель использовал БСК с целью подключения дополнительных мощностей (без замены силовых трансформаторов на ГПП и в цеховых ТП), а также сокращения потерь электрической энергии во внутривозовских сетях, поддерживая при этом необходимый уровень напряжения у токоприемников [2].

В целом неучастие потребителей в компенсации РМ собственными источниками и работа с пониженным коэффициентом мощности приводят к уменьшению технико-экономической эффективности систем электроснабжения, проявившейся в возникновении дефицита РМ в узлах нагрузки и, как следствие, — в снижении напряжения на шинах нагрузок и подстанций распределительных электросетей; ограничении пропускной способности линий электропередачи и трансформаторных подстанций по АМ из-за необоснованной их загрузки РМ; существенном росте потерь АМ в электрических сетях; уве-

личении потерь напряжения и снижении запаса статической устойчивости нагрузки по напряжению. Доставка РМ потребителям из энергосистемы по распределительным сетям в условиях сокращения у них объема собственных источников неоправданна. Поэтому без участия потребителей в компенсации собственного потребления РМ невозможно обеспечить технически и экономически обоснованный баланс РМ в энергосистеме. Стоимость производства АМ на электростанциях в 10 – 20 раз больше стоимости производства РМ у потребителя, поэтому передача РМ от электростанций к местам ее потребления сопоставима со связанным с этим необходимым покрытием потерь АМ, а для удаленных электроприемников менее эффективна, чем использование источников РМ [11].

Если учесть, что в отличие от сетей высокого напряжения часть распределительных сетей выполнена стальными проводами, а это требует учета нелинейности их параметров в зависимости от токов нагрузки, а также особенностей сетей 0,4 кВ — высокого уровня несимметрии фаз, коммерческих потерь, то можно сделать вывод, что оптимизировать баланс РМ следует только на основе введения в распределительные сети активных самонастраивающихся элементов [8].

Согласно [12] норматив уровня компенсации РМ в распределительных электрических сетях составлял 0,6 квар на 1 кВт. Выбор структуры компенсирующих устройств и распределение между объектами суммарных объемов их ввода в указанных объемах должны были определяться при разработке годовых планов развития отраслей и требований по компенсации РМ действующих потребителей, устанавливаемых энергоснабжающими организациями. Степень компенсации РМ была принята в размере $\cos \varphi = 0,858$ ($\operatorname{tg} \varphi = 0,6$). В 2007 г. в Российской Федерации требование к минимальному значению коэффициента РМ в точках присоединения потребителя к электрической сети 6(10) – 0,4 кВ было значительно ужесточено: для сети 0,4 кВ установлен $\cos \varphi = 0,944$ ($\operatorname{tg} \varphi = 0,35$), а для сети 6 – 20 кВ $\cos \varphi = 0,93$ ($\operatorname{tg} \varphi = 0,4$) [8].

Однако эти значения можно достичь преимущественно в электросетях среднего и высокого напряжений (35 – 110 кВ). В низковольтных сетях напряжением 0,4 кВ повышение $\cos \varphi$ до приемлемого уровня известными способами экономически нередко оказывается неоправданным, поэтому не все-

гда осуществляется [6]. В частности, после отмены в 2001 г. Правил пользования электрической и тепловой энергией у потребителя электрической энергии понизился экономический стимул участвовать в поддержании коэффициента мощности и компенсации РМ на шинах нагрузок, что привело к ряду указанных выше негативных последствий как в сфере надежности энергосистемы, так и в экономических вопросах. Например, средняя загрузка электродвигателя (отношение мощности, потребляемой рабочим органом, к номинальной мощности) в отечественной промышленности составляет 0,3 – 0,4, а в европейской 0,5 – 0,6. Завышение мощности двигателя приводит к снижению его КПД и $\cos \phi$ значительно ниже номинального. С уменьшением степени загрузки двигателя возрастает доля потребляемой РМ на создание магнитного поля системы по сравнению с АМ. При снижении нагрузки двигателя до 50 % и менее его эффективность начинает быстро уменьшаться [13].

Несмотря на принятый в 2006 г. приказ РАО “ЕЭС России” [14] вопрос компенсации РМ, особенно в распределительных сетях, остается нерешенным. В этой связи для повышения качества электроснабжения на территории Российской Федерации предлагается *обеспечивать компенсацию реактивной мощности на основе распределенной генерации. При этом для определения первоочередных узлов компенсации следует выбирать точки распределительных сетей, где наблюдаются максимальные потери, а для выявления необходимых объемов генерации РМ — мощность объектов распределенной генерации (ОРГ), позволяющих обеспечить компенсацию реактивной мощности на участках распределительной сети, к которым они подключены.*

Поскольку в сетях энергосистем существует несколько ступеней трансформации, количество трансформаторов и их мощность в несколько раз превышают число и установленную мощность генераторов. Следует заметить, что на каждый установленный 1 кВт генераторной мощности традиционной “большой” энергетики в российских условиях приходится 7 – 8 кВ · А трансформаторной мощности, а на вновь вводимый — до 12 – 15 кВ · А. Поэтому под распределенной генерацией будем понимать параллельное с сетью производство электроэнергии для электроснабжения потребителей, расположенных на расстоянии, на котором можно обеспечить ее передачу без трансформации уровня

напряжения, тем самым снизив потребление из сети. Объекты распределенной генерации — это источники электроэнергии, подключенные к шинам распределительной подстанции (в том числе на стороне нагрузки) и оснащенные автоматикой для обеспечения синхронной работы с энергосистемой, отключения от нее и поддержания автономной работы [15].

Одним из универсальных технологических решений, на основе которого можно достичь гибкого управления режимами распределительных сетей, является создание распределенной генерации на основе синхронных генераторов (СГ) новых ОРГ с возможностью управления токами возбуждения. Регулирование токов возбуждения СГ, установленных в непосредственной близости от конечного потребителя, позволит обеспечить компенсацию РМ в распределительных сетях. Получение РМ связано исключительно с уровнем возбуждения синхронной машины. Увеличение тока возбуждения приводит к повышению генерирования РМ, а снижение тока — к противоположному результату. Компенсация реактивной мощности на основе автоматического регулирования возбуждения синхронных двигателей теоретически обоснована и практически используется в приложении к оптимизации электроснабжения металлургических комбинатов [16], но регулирование токов возбуждения синхронных машин в распределительных сетях населенных пунктов — это новая задача.

В наиболее сложных сетях создание распределенной генерации целесообразно на основе асинхронизированных генераторов (АСГ) — нового класса электрических машин, обладающих рядом преимуществ по сравнению с синхронными машинами. Благодаря им обеспечивается более надежная, устойчивая и экономичная работа электроэнергетической системы в целом. В асинхронизированных генераторах и компенсаторах (АСК) ротор имеет две ортогональные обмотки возбуждения, которые питаются от двухканальной статической реверсивной системы возбуждения. Управление возбуждением осуществляется по специальному “асинхронизированному” закону (векторное управление), в результате этого такие машины устойчиво работают в режимах как выдачи, так и глубокого потребления РМ, что несвойственно синхронным машинам по условиям статической и динамической устойчивости. Специальные алгоритмы управления режимами обеспечива-

Свойства	Преимущества
Электромагнитный момент и РМ не зависят от углового положения ротора	Возможность без нарушения условий статической устойчивости работать на протяженную линию электропередачи
	Возможность без потери устойчивости работать в режимах глубокого потребления РМ
Независимое и отдельное регулирование электромагнитного момента и РМ	Эффективное демпфирование колебаний активной и реактивной мощности (напряжения)
	Повышенное быстродействие регулирования РМ (напряжения)
Система возбуждения управляет не только значением напряжения, но и его фазой и частотой (в заданном диапазоне)	Более точная и безударная синхронизация с сетью при включении на параллельную работу
	Повышение уровней статической и динамической устойчивости энергосистемы за счет создания эффекта “мощных шин” в заданном узле энергосистемы
Форсировка и расфорсировка возбуждения по двум взаимно перпендикулярным обмоткам ротора, т. е. векторное управление динамическими процессами	Повышенные пределы динамической устойчивости генератора (компенсатора)
	Улучшение качества протекания переходных процессов в энергосистеме
Возможность неограниченно длительных асинхронных режимов без возбуждения при нагрузке, близкой к номинальной	Повышенная надежность и живучесть агрегата (энергоблока), снабженного асинхронизированным генератором, компенсатором (снижается вероятность отключения энергоблока из-за аварий в системах возбуждения и управления)
	Возможность длительной работы в энергосистеме при возникновении асинхронного хода
	Существенное повышение ремонтпригодности и облегчение технического обслуживания систем возбуждения и управления без отключения энергоблока
Возможность двух- и трехкратной перегрузки по РМ без потери устойчивости	Улучшение характера протекания аварийных процессов и послеаварийных режимов в энергосистемах
	Исключение явления лавины напряжения в энергосистеме

ют высокую живучесть АСГ и АСК. Основные их свойства и преимущества [7] приведены в таблице.

Основные достоинства АСГ по сравнению с синхронным и асинхронным генераторами:

способность генерировать напряжение постоянной частоты при переменной частоте вращения;

принципиально большие, чем у синхронных генераторов, пределы устойчивости;

возможность экономично регулировать РМ при параллельной работе с сетью (особенно эффективны АСГ там, где по условиям эксплуатации требуется регулирование частоты вращения в сравнительно ограниченных пределах выше и ниже синхронной [17]).

При обеспечении компенсации РМ на основе ее генерации на источниках, макси-

мально приближенных к потребителю, нельзя принимать решения по оптимизации только электроснабжения независимо от задач комплексного энергоснабжения. Из-за отсутствия системного подхода к оптимизации энергоснабжения на протяжении четверти века снижается доля комбинированной выработки теплоты и электроэнергии в Российской Федерации, в итоге коэффициент использования теплоты топлива на ТЭС уменьшился с 57 до 52 %. Это свидетельствует о серьезном снижении выработки электроэнергии ТЭС на тепловом потреблении и понижении их тепловой эффективности [18].

Для повышения эффективности использования топлива целесообразно утилизировать попутную тепловую энергию при генерации электроэнергии с целью теплоснабжения на-

селенных пунктов. Для этого необходимо осуществлять генерацию в существующих котельных, используя сформированную теплоту десятков тысяч систем централизованного теплоснабжения. С целью круглогодичного применения попутной тепловой энергии следует осуществлять надстройку существующих котельных когенерационными установками на основе газотурбинных, газопоршневых агрегатов в объеме летнего потребления теплоты, которое не превышает 20 % пиковой тепловой нагрузки в отопительный период.

В результате круглогодичной утилизации попутной теплоты при комбинированном производстве тепловой и электрической энергии коэффициент использования теплоты топлива может достичь 85 %, что в 1,5 раза выше, чем на самых современных парогазовых и паротурбинных с суперсверхкритическими параметрами пара установках, работающих в конденсационном режиме. Поскольку численность людей в малонаселенных пунктах на протяжении двух десятилетий уменьшается наиболее быстрыми темпами (что является одной из причин снижения в них потребления теплоты), увеличение расхода газа на выработку электроэнергии в пределах 20 % сегодняшнего пикового теплового потребления возможно без увеличения пропускной способности существующих систем газораспределения.

Итак, *формирование максимально приближенной к потребителю распределенной энергетики, позволяющей снизить потери в сетях за счет компенсации реактивной мощности — один из путей повышения надежности и качества энергоснабжения российской глубинки.*

Список литературы

1. **Кочкин В.** Реактивная мощность в электрических сетях. Технологии управляемой компенсации (http://www.tatenergo.ru/download/rp_statia_rm_es.pdf).
2. **Паули В. К.** Реактивная мощность — состояние, проблемы, задачи. — Новое в российской энергетике, 2006, № 1.
3. **Губаев Д. Ф.** Управление реактивной мощностью — эффективное средство повышения надежности и экономичности работы энергосистемы и потребителей электрической энергии Республики Татарстан (http://www.tatenergo.ru/download/rp_up_rp_presentation.pdf).
4. **Справочник** по электропотреблению в промышленности / Под ред. Г. П. Минина и Ю. В. Копытова. — М.: Энергия, 1978.
5. http://www.tatenergo.ru/download/rp_kompen.pdf.
6. **Паули В. К.** Технический контроллинг — в аспектах показателей надежности электроэнергетических систем. — Новое в российской энергетике, 2006, № 6.
7. **Асинхронизированные турбогенераторы и компенсаторы** как средство повышения живучести Московской энергосистемы / С. А. Аршунин, В. Е. Зинаков, И. А. Кади-оглы и др. — Электрические станции, 2007, № 11.
8. **Герасименко А. А., Кинев Е. С., Чулак Т. М.** Электроэнергетические системы и сети. — Красноярск: ИПК СФУ, 2008.
9. **Методические указания** по проектированию развития энергосистем (приказ Минэнерго № 281 от 30.06.2003).
10. **Тихоненко Ю. Ф.** Энергосбережение в Москве. — Новости теплоснабжения, 2007, № 3.
11. **Готман В. И.** Критерии оценки экономической эффективности компенсации реактивной мощности в электроснабжении. — Электричество, 2009, № 12.
12. **Нормативы** уровня компенсации реактивной мощности в электрических сетях министерств и ведомств на период до 2000 г. (утверждены Министерством энергетики и электрификации СССР 28.05.1987).
13. **Оценка** потенциала энергосбережения в ЯНАО / И. А. Башмаков, К. Б. Борисов, М. Г. Дзедзичек и др. — Вопросы энергетики и энергосбережения, 2011, № 4.
14. **“О повышении устойчивости и технико-экономической эффективности распределительных электрических сетей и систем электроснабжения потребителей за счет управления потоками РМ и нормализации уровней напряжения”** (приказ РАО “ЕЭС России” № 893 от 11.12.2006).
15. **Грачёв И. Д., Некрасов С. А.** О подходах к развитию распределенной энергетики в Российской Федерации. — Промышленная энергетика, 2012, № 12.
16. **Корнилов Г. П.** Повышение эффективности электротехнических комплексов предприятий черной металлургии за счет регулируемых компенсирующих устройств: Дисс. на соиск. учен. степени доктора техн. наук. Магнитогорск, 2010.
17. **Семенов В. В.** Автономная система электроснабжения на основе асинхронизированного синхронного генератора: Дисс. на соиск. учен. степени канд. техн. наук. Уфа, 2008.
18. **Кожуховский И. С., Басов В. П.** Формирование рыночных механизмов развития когенерации в России. — М.: УРАН ИНП, 2011.

s_a_n1@bk.ru