

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПОТОКОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Говорун В.Ф., Говорун О.В., Падроль Н.М.,
Бабашев С.М., Исамадиева Г.Е., Кайдар А.Б.
(ПГУ им. С. Торайгырова)

Реактивная мощность – мощность, которую источник переменного тока в течение одной четверти периода отдаёт во внешнюю цепь, обладающую реактивным сопротивлением, а в течение другой четверти периода получает её обратно. Характеризует энергию, не потребляемую во внешней цепи, а колеблющуюся между внешней цепью и источником, т.е. ёмкостную и индуктивную энергию, временно накапливаемую, а затем отдаваемую источнику. Эта энергия, необходимая для создания электромагнитного поля, с помощью которой производится транспорт активной энергии.

На выработку реактивной энергии первичный энергоноситель не расходуется. Она не совершает никакой работы, поэтому ее невозможно рассматривать как самостоятельный товар. К тому же электрические станции не продают реактивную мощность компаниям, занимающимся транспортом электроэнергии.

$$P = \frac{U_m I_m}{2} \cos\left(\frac{\pi}{2}\right) = U \cdot I \cdot \cos 90^\circ = 0,$$

где U_m , I_m - амплитуды напряжения и тока; U , I - эффективные значения напряжения и тока; $\pi/2$ - угол (фаза) отставания тока от напряжения [1].

Реактивная энергия лишь создает условия, при которых активная энергия совершает работу. Однако эта "обменная" энергия загружает электрические сети, отнимая некоторую часть пропускной способности элементов сети ΔK_3 , приводит к дополнительным потерям активной энергии ΔP_q и оказывает влияние на уровни напряжения на шинах потребителей на величину ΔU_q :

$$\Delta K_3 = \frac{Q}{P} = \operatorname{tg} \varphi; \Delta P_q = \left(\frac{Q + \Delta Q_i}{U}\right)^2 R_\Sigma; \Delta U_q = \frac{Q \cdot X_\Sigma + jQ \cdot R_\Sigma}{U},$$

где Q – поток реактивной мощности на участке сети; ΔQ_i – потери реактивной мощности на предшествующих участках схемы; R_Σ , X_Σ – суммарное активное и индуктивное сопротивление по которым протекает реактивная мощность.

Повышение энергоэффективности выработки, передачи и потребления электроэнергии позволит существенно снизить себестоимость электроэнергии и тарифы на потребительском рынке.

Энергоснабжающие компании обязаны при поставке потребителю электроэнергии обеспечить надежность энергоснабжения и установленное ГОСТ 13109-97 качество электроэнергии.

Высокие темпы развития промышленного производства, социальной инфраструктуры и строительства требуют от энергетической отрасли новых мощностей. Но даже при интенсивной реализации инвестиционных проектов в энергетике сегодня проблема энергодефицита не будет решена «одномоментно». Установка и использование на предприятиях-потребителях компенсирующих устройств (КУ) позволит высвободить дополнительную энергию, а значит, сделать шаг на пути повышения энергоэффективности предприятия и частичного преодоления энергодефицита.

В настоящее время энергоснабжающие компании, начиная с определенной величины установленной мощности (150 кВт и выше) потребителей, берут надбавки за потребленную ими реактивную мощность, не решая проблему компенсации реактивной мощности. Эти надбавки к тарифам за реактивную мощность дают возможность энергоснабжающей организации, как естественной монополии, бесконтрольно увеличивать доходы, не отражая их в составе финансовых средств. Это противоречит закону «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Казахстане».

К тому же принимаются местные, действующие только в энергопоставляющих компаниях, положения по недопущению присоединения к электрической сети новых потребителей с установленной мощностью 150 кВт и более или увеличения заявленной (присоединенной) мощности до аналогичной величины подключенных потребителей без устройств компенсации реактивной мощности. Таким образом, энергопоставляющие компании перекладывают решение своих проблем на потребителей электроэнергии.

Следует отметить, что в настоящее время большинство трансформаторов и линий в местных и районных сетях работают с большой недогрузкой.

К сожалению, в условиях естественной монополии вопросы регулирования режимов остаются за пределами частных интересов продавцов и покупателей. При отсутствии конкуренции энергоснабжающие организации не заинтересованы заниматься этими вопросами по собственной инициативе. Потери электроэнергии не снижаются. Потребители оплачивают их, так как фактические затраты на производство и передачу активной и реактивной электроэнергии включаются в тарифы на потребительском рынке.

Устанавливать компенсирующие устройства на вводе предприятия (на шинах ГПП) потребителю экономически не выгодно, так как при этом потребитель несет одни убытки, связанные с приобретением и установкой КУ и дополнительного оборудования. При этом у потребителя снизятся потери энергии только в трансформаторах, установленных на ГПП. Экономическая целесообразность установки КУ может появиться при групповом или индивидуальном их подключении в сети 0,4 кВ непосредственном у потребителя. Однако из-за большого количества маломощных КУ возрастут ежегодные эксплуатационные издержки.

При определении эффективности компенсации реактивной мощности в расчет обычно принимается только величина снижения затрат на оплату реактивной энергии и стоимость КУ. А на том факте, что для выработки реактивной энергии необходима активная энергия и на эксплуатацию КУ требуются затраты, обычно внимание не акцентируют.

Величина затрат активной энергии на выработку реактивной зависит от типа компенсирующего устройства. Так, удельные затраты активной энергии на выработку реактивной составляют [2]:

- синхронные электродвигатели $K_{кУ} = 0,011 \div 0,049$ кВт/кВАр;
- батарей статических конденсаторов $K_{кУ} = 0,003 \div 0,004$ кВт/кВАр;
- статические тиристорные компенсаторы: в режиме потребления $K_{кУ} = 0,009 \div 0,01$ кВт/кВАр; в режиме выдачи $K_{кУ} = 0,05 \div 0,06$ кВт/кВАр;
- шунтирующие реакторы $K_{кУ} = 0,006 \div 0,02$ кВт/кВАр.

Следует отметить, что при установке КУ необходимо обязательно провести анализ возможных технологических нарушений в распределительных электрических сетях с выявлением узлов, в которых будет происходить отключение потребителей из-за недостаточной статической устойчивости в режимах АПВ и АВР линий (фидеров), отключение асинхронных двигателей или неуспешный их самозапуск, вызванных пониженным напряжением в узлах нагрузки (центрах питания) вследствие коротких замыканий в распределительной электрической сети. Это обусловлено тем, что

$$Q_{кУ} = \omega_0 C_{кУ} U^2,$$

где $Q_{кУ}$ - реактивная мощность, выдаваемая КУ; $C_{кУ}$ - емкость КУ; ω_0 - синхронная частота; U - напряжение, приложенное к КУ.

Проблема повышения энергоэффективности потребления в электрохозяйстве потребителя многосторонняя. С одной стороны, она может решаться за счет снижения энергопотребления при использовании нового энергоэффективного оборудования, энергосберегающих технологий и т. п. С другой стороны, ее решение определяется снижением затрат на передачу электроэнергии за счет снижения капиталовложений в электрические сети. С третьей стороны, решение проблемы зависит и от эффективности регулирования режимов электропотребления. В силу специфики процесса производства, передачи и потребления электрической энергии режимы работы системы оказывают влияние на себестоимость ее производства на электростанциях и на ее потери, как в сетях потребителя, так и энергоснабжающих организаций.

Учитывая специфику реактивной энергии, которая может вырабатываться как производителем электроэнергии, так и потребителем в некоторых режимах (например, в ночные часы) энергоснабжающей организации выгодно, чтобы потребитель поглощал излишнюю реактивную энергию из ее сетей, и она должна оплачивать такое потребление. В часы больших нагрузок она должна оплачивать реактивную энергию, поставляемую потребителем, имеющим такие возможности. Целесообразность таких отношений определяется конкретными условиями, которые должны быть оговорены в договоре.

В связи с этим можно говорить о взаимных услугах энергоснабжающей организации и потребителя в части нормализации условий потребления и генерации реактивной энергии. Любая такая услуга направлена на снижение потерь электроэнергии в сетях и улучшения качества напряжения, в конечном счете, на снижение темпов роста тарифов.

Задача выбора оптимальных потоков реактивной мощности и мест установки КУ в энергосистеме и электрических сетях имеет целью нахождение такого решения для снижения потерь энергии и обеспечения качества напряжения, которое обеспечит максимальный экономический эффект при соблюдении всех технических условий нормальной работы энергосистемы, электрической сети и приёмников электроэнергии.

В настоящее время требование к минимальному значению коэффициента $\text{tg}\varphi$ для точек присоединения потребителя к электрической сети 110–0,4 кВ предлагается значительно ужесточить и установить $\cos\varphi = 0,944$ ($\text{tg}\varphi = 0,35$) для сети 0,4 кВ, $\cos\varphi = 0,93$ ($\text{tg}\varphi = 0,4$) для сети 6–60 кВ и $\text{tg}\varphi = 0,5$ для сети 110 кВ [3]

В энергосистеме наибольшие величины потоков мощности протекают между станциями (генераторами) и по межсистемным связям. В связи с этим усложнится задача управления напряжением и потоками реактивной мощности не только в сетях 110–220 кВ, но и на электрических станциях и в сетях более высокого напряжения. При этом возрастет размерность задачи управления. Проблема управления режимами усугубится и широким внедрением новых управляемых средств компенсации реактивной мощности на базе силовой электроники. В тоже время, развивающийся конкурентный рынок электроэнергии предъявляет повышенные требования к надежности работы энергосистемы и качеству электроэнергии. Для эффективного использования регулировочных возможностей электростанций с целью достижения общесистемного эффекта необходимо координированное (централизованное) управление их режимами (потоками активной и реактивной мощности).

Известно, что наиболее экономично оборудование работает с номинальными параметрами.

Коэффициент мощности генераторов $S_n = 7,5 \div 137,5$ МВА – $\cos\varphi = 0,8$ ($\text{tg}\varphi = 0,75$), генераторов $S_n = 188 \div 941$ МВА – $\cos\varphi = 0,85$ ($\text{tg}\varphi = 0,62$) и высокоиспользуемых генераторов – $\cos\varphi = 0,9$ ($\text{tg}\varphi = 0,484$).

При снижении реактивной мощности генератора до нуля, если нет ограничения по мощности турбины, выдаваемую активную мощность можно увеличить по условию нагрева обмоток ротора и статора до $P_{\max} = 1,125P_{\text{ном}}$.

При регулировании напряжения на зажимах генератора вводится понятие статизм по реактивной мощности. Обычно регуляторы напряжения генераторов пропорционального действия, работающих непосредственно на сборные шины, настраивают на статическую характеристику со статизмом 4 – 5 %. Это значит, что при изменении реактивной нагрузки генератора от нуля до номинальной напряжение уменьшается на 4 - 5 %. Регуляторы возбуждения сильного действия генераторов, настраивают на статическую характеристику со статизмом 0,5 %.

При жестких электрических связях между станциями (генераторами) и ручном регулировании напряжения на шинах генераторов возможны большие перетоки реактивной мощности, так как при $U_1 = \text{const}$ и $U_2 = \text{const}$

$$\Delta Q = \frac{(U_1 - U_2)^2}{Z_{\Sigma}} \approx \frac{(\Delta U)^2}{jX_{\Sigma}} \left(\frac{kB^2}{Om} \right),$$

где Z_{Σ} ($X_{\Sigma} \gg R_{\Sigma}$) - суммарное сопротивление между точками стабилизации напряжения.

При этом также возможны длительные режимы работы генераторов с ограниченным возбуждением. Область недовозбуждения определяется из условий устойчивой работы генератора и определяется максимально допустимым углом нагрузки, который обычно не превышает $70^\circ - 80^\circ$. Вследствие этого возможно недопустимое приближение к границе статической устойчивости и ее нарушение [3].

При $P_g = 1$ и $U_g = 1$ угол нагрузки генератора рассчитывается по формуле

$$\delta_2 = \arctg\left(\frac{1}{1/X_d + \operatorname{tg}\varphi}\right),$$

где X_d - синхронное сопротивление по продольной оси генератора

В таблице 1 приведено изменение $\delta_{\text{го}}$, потока реактивной мощности Q и составляющей потерь активной мощности $\Delta P'_q = (Q/U)^2$ в зависимости от $\cos\varphi$ генератора. Из таблицы видно, что при увеличении $\cos\varphi$ угол нагрузки генератора $\delta_{\text{го}}$ растет и при учете углов нагрузки трансформаторов и линий суммарный угол электропередачи приближается к предельному по условию статической устойчивости $\delta_{\text{пр.идеаль}}=90^\circ$. Особенно быстрое изменение угла будет происходить в режимах потребления реактивной мощности, которые могут появиться при работе линий 110 кВ и выше в режимах передачи мощности меньше натуральной.

Таблица 1 – Изменение $\delta_{\text{го}}$ и потока реактивной мощности

$\cos\varphi$	1	0,98	0,96	0,94	0,92	0,9	0,88	0,85	0,83	0,8
$\operatorname{tg}\varphi \cdot Q$	0	0,2	0,29	0,36	0,43	0,48	0,54	0,62	0,67	0,75
$\delta_{\text{го}}$	60	53	50	47	46	44	42	40	39	37
$\Delta P'_q$	0	0,04	0,09	0,13	0,18	0,23	0,29	0,38	0,45	0,56

Управление процессом регулирования режимов осуществляет государство посредством нормативно правовых документов.

Актуальным является поиск новых решений по совершенствованию структуры управления режимами электропотребления в электрохозяйстве потребителя, которые обеспечивают повышение эффективности электропотребления. Это возможно при использовании рыночных механизмов управления, основанных на заинтересованности потребителей и энергоснабжающих организаций. Такая структура должна функционировать на основе использования свойств саморегулирования рыночных отношений в соответствии с законом спроса и предложения. Для эффективного управления возможно наряду с административными мерами, применение экономических методов воздействия на потребителей. Такими методами являются скидки и надбавки к тарифам. Необходимость экономического стимулирования потребителей участвовать в регулировании потоков реактивной мощности не должна вызывать сомнения. При этом скидки за регулирование потоков реактивной мощности должны быть пропорциональны эффекту создаваемого потребителем энергоснабжающей организации, вызывающего увеличение пропускной способности элементов сети ΔK_3 , снижение потерь активной энергии ΔP_q и улучшения качества напряжения потребителей на ΔU_q .

Надбавки к тарифам за реактивную мощность также должны быть дифференцированы и стимулировать потребителя к повышению энергоэффективности работы электрохозяйства и полностью идти на установку и эксплуатацию КУ, потребителей.

Необходимость управления режимом регулирования потоков реактивной мощности с помощью экономических рычагов требует поиска решений, обеспечивающих соответствие механизма скидок и надбавок действующему законодательству.

Готовящаяся Министерством Казахстана Инструкция (Методика) должна быть согласована с Министерством юстиции, Министерством экономики и Министерством по антимонопольной политике Казахстана.

Литература:

1. Кудрин Б.И. История компенсации реактивной мощности:// Электрика,. 2001. - № 6. - С. 26-29.
2. Инструкция по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35-500 кВ. РД 34.09.208. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1981. – 13 с.
3. Говорун В.Ф. Колебательная устойчивость генератора при работе ограничителя минимального возбуждения. // Вестник ПГУ. Серия энергетическая, 2006. - №2 – С. 16-25.

УДК 621.37.521.6

УТОЧНЕНИЕ МЕХАНИЗМА ПРОБОЯ ВОЗДУХА

**Говорун В.Ф., Говорун О.В., Падроль Н.М.,
Бабашев С.М., Исамадиева Г.Е., Кайдар А.Б.**
(ПГУ им. С. Торайгырова)

Изолирующей средой воздушных линий электропередачи является воздух. Он должен иметь достаточно высокую электрическую прочность при всех эксплуатационных воздействиях напряжения и при всех атмосферных условиях, чтобы не снижать надежность изоляции проводов линии [1].

В ряде случаев происходят электрические пробои воздушного промежутка в резконеоднородном поле линии, которые при неучете ряда факторов неправильно интерпретируются специалистами.

Например, на открытом распределительном устройстве (ОРУ) электростанции из-за однофазного короткого замыкания произошло отключение шины ОРУ=220 кВ, а вместе с ней энергоблока, трансформатора, ЛЭП-220 кВ.

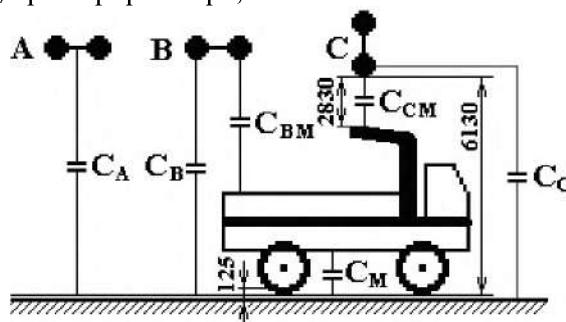


Рисунок 1. Расположение гидроманипулятора в момент пробоя изоляции.

Пробой изоляции между фазой гибкой шины и гидроманипулятором произошел при следующих условиях: высота снежного покрова 100 мм; высота от снежного покрова до фазы шины 6130 мм; высота от стрелы гидроманипулятора до фазы шины 2830 мм; температура воздуха $-22,4^{\circ}\text{C}$; влажность воздуха 69%; ветер западный - 3 м/с.