

# ЭКОНОМИЧЕСКИ ОБОСНОВАННЫЕ ЗНАЧЕНИЯ ПЕРЕТОКОВ И СТЕПЕНИ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ ПОТРЕБИТЕЛЯ

В.В. Зорин

НТУУ (КПИ)

УДК 621.327.534

Проблема компенсации реактивной мощности (КРМ) в системах электроснабжения всегда занимала и занимает важное место в общем комплексе вопросов повышения эффективности передачи, распределения и потребления электрической энергии. Правильное решение такой задачи в значительной мере предопределяет экономию денежных и материальных ресурсов и повышения качества электроснабжения. Как подтверждает мировой опыт, компенсация реактивной мощности позволяет комплексно решать задачи энергосбережения, обеспечения нормированных показателей качества электрической энергии, повышения уровня надежности. При этом следует учитывать влияние на принятие решений новых экономических отношений в условиях рынка.

При командно-административной экономике в полной мере мог проявиться положительный эффект системного подхода при решении задач КРМ. В этом случае теоретически было оправданным использовать понятие разрешенной (нормированной) реактивной мощности (РМ), обеспечивающий экономически оправданную величину перетоков РМ на границе балансовой принадлежности сетей.

При рыночной экономике критерием поведения каждого участника рыночной системы, прежде всего, являются собственные, эгоистичные интересы. В условиях коммерциализации деятельности электроэнергетических компаний использовать понятие разрешенной реактивной мощности (в известном ранее смысле) было бы неправомерным. Поэтому необходима разработка новых подходов при решении

задач КРМ в наибольшей степени адаптированных к новым условиям.

Ниже приведены основные этапы решения комплексной задачи КРМ в новых условиях рыночных отношений.

Выбору мест установки и экономической мощности компенсирующих установок должна предшествовать реализация организационных мероприятий (не требующих дополнительных капиталовложений), приводящих к уменьшению реактивных нагрузок и снижению потерь мощности и электрической энергии. К таким могут быть отнесены следующие мероприятия:

- замена слабозагруженных асинхронных двигателей на двигатели меньшей мощности;
- замена асинхронных двигателей на синхронные ;
- использование ограничителей холостого хода электроустановок ;
- переключение схемы обмоток двигателей с треугольника на звезду ;
- обеспечение оптимальной загрузки силовых трансформаторов по критериям затрат, или потерь электроэнергии или потерь мощности ;
- использование рациональных схем и режимов работы преобразовательных установок ;
- отключение части параллельно работающих трансформаторов, при снижении загрузки или одной из линий 10 кВ при дулулучевой схеме электроснабжения ;
- оптимизация мест размыкания распределительных линий с двухсторонним питанием ;
- выравнивание нагрузок фаз в сетях 380/220 В ;
- снижение электропотребления за счет изменения напряжения на шинах центров питания ;

- регулирования максимума нагрузки потребителей.

Любые операции, связанные с перераспределением реактивной мощности в электрических сетях должны проводиться совместно с анализом, расчетом и оптимизацией режима напряжения. При этом должны быть обеспечены требования на показатели качества электрической энергии в соответствии с нормами ГОСТ 13109-97. Регулируемые компенсирующие установки могут оказаться достаточно эффективными для поддержания требуемых уровней напряжения, особенно в сетях с неоднородной нагрузкой или при ограниченных возможностях регулирования напряжения на шинах центров питания.

Решая задачу регулирования напряжения надо, как и прежде, воспользоваться вначале организационными мероприятиями, такими как выбор ответвлений  $E_T$  на трансформаторах с ПБВ и добавки напряжения  $E_{II}$  на шинах центра питания с трансформаторами РПН. Для этих целей может оказаться наиболее эффективным метод на основе интегральных критериев качества напряжения, который имеет ряд преимуществ по сравнению с методом расчета по предельным отклонениям.

К интегральным критериям в любой точке сети относятся математическое ожидание или среднее значение отклонений напряжения

$$\delta U_{cp} = \frac{1}{T} \sum_1^T \delta \cdot U_i \cdot \Delta t \%$$

Дисперсия или среднеквадратическое отклонения напряжения

$$\sigma = \sqrt{D} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_1^T (\delta \cdot U_i - \delta \cdot U_{cp})^2 \cdot \Delta t \%$$

и неодинаковость напряжения

$$I = \delta \cdot U_{cp}^2 + \sigma^2 \cdot \%^2$$

Можно принять, что величина неодинаковости напряжения пропорциональна ущербу из-за низкого качества напряжения

$$I \equiv Y.$$

Интегральные критерии позволяют не только получить исчерпывающую картину о режимах напряжения, но и обоснованно выбрать наиболее целесообразные средства и законы регулирования напряжения по

критерию минимума ущерба  $I \equiv Y = \min$ . Добавка напряжения на трансформаторах 10/0,4 кВ  $E_T$  может быть определена по абсолютной величине средневзвешенной по энергии потере напряжения за характерные сутки (зимнего или летнего дней)

$$E_T = |\Delta U_{cp.вз}| = \frac{1}{W_{\Sigma}} \sum_i^m \Delta U_{ij} W_{ij} \%,$$

где  $W_{i\Sigma}$  - электроэнергия за сутки для  $i$  - го ТП;  $m$  - число ступеней суточного графика нагрузки;  $\Delta U_{ij}$  - потери в трансформаторе  $i$  - го ТП на  $j$  - й ступени суточного графика нагрузки;  $W_{ij}$  - потребление электроэнергии на  $j$  - ой ступени графика нагрузки  $i$  - го ТП.

Полученное значение  $E_T$  округляется до ближайшего стандартного значения.

Величина добавки напряжения на шинах центра питания  $E_{II(t)}$  для момента времени  $t$  определяются по формуле

$$E_{II(t)} = - \frac{1}{\sum_1^n P_{i(t)}} \cdot \sum_1^n \delta \cdot U_{срврд(t)} P_{i(t)} \%,$$

где  $n$  - общее число ТП, получающих питание от ЦП;  $U_{срврд(t)} = \Delta U_{ci} + \Delta U_{\pi} + 0.667 \Delta U_{н}$  - соответственно потеря напряжения в сети 10 кВ, трансформаторе, сети 0,38 кВ (в предположении, что нагрузка распределена равномерно в момент времени  $t$ );  $P_{i(t)}$  - нагрузка  $i$  - го ТП в момент времени  $t$ ;

Использование интегральных критериев качества напряжения позволяет проводить расчеты режимов в распределительных сетях как с однородными, так и с неоднородными графиками нагрузок, обеспечивая по критерию  $Y = \min$  наиболее благоприятные режимы напряжения у основной массы потребителей электроэнергии.

Реализовав полностью возможные организационные мероприятия по снижению потерь мощности и повышению качества электрической энергии можно перейти к техническим мероприятиям (связанным с дополнительными капиталовложениями) по компенсации реактивной мощности. Суть задачи заключается в следующем - необходимо определить места установки в электрической сети произвольной конфигурации стандартные мощности комплектных конденсаторных батарей (высоковольтных и низковольтных), которые обеспечивали бы

минимум затрат при удовлетворении режима напряжения нормам ГОСТ 13109-97. Задача представляется как многокритериальная с использованием методов дискретного программирования.

Пусть задана возрастающая по мощности дискретная последовательность высоковольтных  $Q_k^e$ , низковольтных  $Q_k^n$  комплектных конденсаторных батарей и соответствующие им стоимости  $K^e$  и  $K^n$ .

$$Q_{k(m)}^e; K_{(m)}^e, \text{ где } m = 1, 2, \dots, q$$

$$Q_{k(p)}^n; K_{(p)}^n, \text{ где } p = 1, 2, \dots, r$$

Из этой последовательности необходимо выбрать такие мощности конденсаторных батарей или их сочетания, чтобы обеспечить минимум целевой функции затрат

$$\begin{aligned} ЦФ = Z = & (E_n + P_a) \sum_1^n (K_{(m)}^e + K_{(p)}^n) + \\ & + \frac{C_0}{10^3 \cdot U_n^2} \sum_1^q R_* [(Q - Q_{k(m)}^e - Q_{k(p)}^n)]^2 + \\ & + C_0 \cdot tg \delta^e \cdot \sum_1^q Q_{k(m)}^e + C_0 \cdot tg \delta^n \cdot \sum_1^q Q_{k(p)}^n \end{aligned}$$

где  $E_n + P_a$  - нормативный коэффициент эффективности и отчисления на амортизацию и ремонт;  $\sum R_*$  - сумма сопротивлений участков между местом установки батареи и ЦП;  $C_0$  - тариф стоимости потерь;  $tg \delta^e$ ,  $tg \delta^n$  - удельные потери в конденсаторах.

И при этом отклонения напряжения у удаленного и у ближайшего потребителя в сети 0,38/0,22 кВ не должна выходить за пределы норм ГОСТ 13109 - 97.

$$\begin{aligned} \delta \cdot U_\delta^{yo} + \frac{1}{10^3 \cdot U_n^2} \cdot \left( \sum_1^n Q_{k(m)}^e \cdot \sum_1^l X_f + \right. \\ \left. + \sum_1^n Q_{k(p)}^n \cdot \sum_1^l X_f \right) \geq \delta \cdot U_\delta = -5\% \\ \delta \cdot U_\delta^{6a} + \frac{1}{10^3 \cdot U_n^2} \cdot \left( \sum_1^n Q_{k(m)}^e \cdot \sum_1^l X_f + \right. \\ \left. + \sum_1^n Q_{k(p)}^n \cdot \sum_1^l X_f \right) \leq \delta \cdot U_\delta = +5\% \end{aligned}$$

Решение данной задачи разделяется на два этапа. На первом этапе решается только экономическая задача без ограничений, т.е. выбор экономической мощности батарей конденсаторов  $Q_{KЭ}$  из заданной дискретной последовательности, которые обеспечивают минимум целевой функции затрат  $Z = \min$ . После этого

производится проверка режима напряжения. Если требования ГОСТ 13109 - 97 удовлетворены, то задача решена. Если нет, то переход ко второму этапу решения задачи, который состоит в целенаправленном наращивании мощностей конденсаторных батарей до тех пор, пока отклонения напряжения во всех точках сети будут соответствовать нормам.

На втором этапе формируется новый комплексный критерием  $Z'$ , характеризующий относительный прирост затрат с учетом режима напряжения.

$$Z' = \frac{Z_{\alpha+1} - Z_\alpha}{\left| \delta \cdot U_{cp.63} \right|_\alpha - \left| \delta \cdot U_{cp.63} \right|_{\alpha+1}} = \frac{\delta Z}{\left| \delta U_{cp.63} \right|} = \min$$

Таким образом, на втором этапе решается многокритериальная задача как по затратам, так и по режиму напряжения. Признаком завершения расчета является равенство нулю  $\delta U_{cp.63} = 0$  для потребителей тех ТП, где режим напряжения не соответствовал нормам.

Окончательное решение задачи КРМ в электрической сети потребителя может быть получено после анализа и выбора одного из вариантов оплаты за перетоки реактивной мощности. Действующая "Методика обчисления платы за переток реактивной электроэнергии між електропередавальною організацією і споживачем" [1] отражает, в основном интересы энергоснабжающих организаций, ряд ее положений научно не обоснован, не учитываются в должной мере положения рыночной экономики и др. И поэтому "Методика" многократно подвергалась заслуженной критике (например [2,3]). Учитывая все это "Методика" должна быть полностью переработана.

Ниже предлагается новый демократический подход при выборе целесообразно варианта оплаты за перетоки реактивной мощности на границе балансовой принадлежности и варианты компенсации реактивной мощности.

Вариант 1. Потребитель по тем или иным причинам в своей сети не устанавливает компенсирующие устройства  $Q_K = 0$ , а ограничивается лишь рядом организационных мероприятий по снижению потребления реактивной энергии. Тогда оплата будет равна

$$Z = W_p \cdot C_{op},$$

где  $W_p$  - измеренная энергия за расчетный период;  $C_{op}$  - тариф на реактивную энергию, равный 6 – 10 % от тарифа активной энергии  $C_o$ .

Вариант 2. Потребитель, исходя из экономических соображений, определяет установленную мощность конденсаторов  $Q_{кэ}$ , гарантирующую минимум затрат в сети потребителя (используя выше описанный двухэтапный метод). Тогда затраты на КРМ и оплату за перетоки реактивной мощности составляет

$$Z = (E_n + P_a)K + W_p' C_{op} - \delta \Delta P \cdot \tau \cdot C_o,$$

где  $K$  – стоимость батарей установленной мощностью  $Q_{кэ}$ ;  $W_p'$  - новое, уменьшенное значение реактивной энергии;  $\delta \Delta P \tau$  - снижение потерь активной энергии в сетях потребителя.

Вариант 3. Это случай когда КРМ в сети потребителя экономически не оправдана, т.е.  $Q_{кэ} = 0$ . Тогда потребитель может либо платить за потребленную реактивную энергию (вариант 1.), либо установить батарею конденсаторов равную половине реактивной мощности потребителя  $Q_H$

$$Q_K = Q_H / 2.$$

и не платить энергоснабжающей организации за не скомпенсированную реактивную мощность  $Q_э$  такой же величины  $Q_э = Q_H / 2$ .

Действительно, не скомпенсированная реактивная мощность  $Q_э$  вызовет, в соответствии с экономическим эквивалентом реактивной мощности  $K_э$  (кВт/квар), в элементах сети энергоснабжающей организации потери активной мощности, равные

$$\Delta P_{эс} = K_э \cdot Q_э.$$

В тоже время потребитель, устанавливая батарею мощностью  $Q_K = Q_H / 2$ , точно на такую же величину  $\Delta P_{эс}$  снижает потери в сети энергосистемы. Таким образом, энергосистема и потребитель оказывают друг другу, не прибегая к сложным пересчетам и измерениям, взаимную равноценную услугу. Такая степень компенсации, исходя из интересов потре-

бителя, является предельной и увеличивать ее экономически не обоснованно.

Распределяя суммарную мощность компенсаторных батарей  $Q_K = Q_H / 2$  между определенными узлами сети потребителя (радиальной или магистральной) по критериям  $\Delta P = \min$ , можно обеспечить оптимальное дополнительное снижение потерь  $\delta \Delta P$  в сети потребителя. Затраты в этом случае окажутся равными

$$Z = (E_n + P_a)K - \delta \Delta P \cdot \tau \cdot C_o.$$

Вариант 4. В этом случае расчеты показывают, что установка конденсаторных батарей суммарной мощностью  $Q_{кэ}$  экономически оправдана. Но при этом в некоторых пунктах сети потребителя наблюдается условие  $Q_{кэi} < Q_{ni} / 2$ .

Тогда установка дополнительной мощности батарей в  $i$  – м пункте сети, при которой можно не платить за перетоки реактивной мощности будет равна

$$Q_{к.допi} = Q_{ni} / 2 - Q_{кэi}$$

Затраты по этому варианту составят

$$Z = (E_n + P_a)K - \delta \Delta P \cdot \tau \cdot C_o,$$

где  $K$  – стоимость батарей суммарной мощностью  $Q_{кэ} = Q_{кэ} + \sum_1^n Q_{к.допi}$ ;  $\delta \Delta P$  - снижение потерь активной мощности при КРМ

Вариант 5. При этом повторяются условия варианта 4, но в некоторых пунктах сети имеет место соотношение  $Q_{кэi} > Q_{ni} / 2$ . Таким образом появляется избыточная компенсирующая мощность  $Q_{к.изб}$  по сравнению с той, которая достаточна для того чтобы не платить за перетоки реактивной мощности. Величина избыточной мощности в  $i$  – м пункте сети  $Q_{к.изб.i}$  может быть получена как

$$Q_{к.изб.i} = Q_{кэi} - Q_{ni} / 2.$$

В этом случае потребитель в праве рассчитывать на возмещение эффекта от снижения потерь  $\Delta P_{эс}$  в сетях энергосистемы из-за  $Q_{к.изб}$ . Затраты при этом составляют

$$Z = (E_n + P_a)K - \delta \Delta P \cdot \tau \cdot C_o - \Delta P_{эс} \cdot \tau \cdot C_o,$$

где  $K$  – стоимость батарей суммарной мощностью  $Q_{кэ} = Q_{кэ} / 2 + \sum Q_{к.изб.i}$ .

Руководясь здравым смыслом потребитель выбирает наиболее приемлемый вариант оплаты и компенсации реактивной мощности, соответствующий минимуму затрат. После чего следует произвести проверку режима напряжения и при необходимости осуществить соответствующую корректировку.

После рассмотрения и согласования выбранного варианта с представителями энергоснабжающей организации принятое решение фиксируется в договоре. В этом документе указываются также требования к средствам контроля и учета реактивной мощности и энергии, условия управления и регулирования мощности конденсаторных батарей.

Нельзя вводить в основную плату штрафную составляющую за генерирование реактивной энергии из сети потребителя в сеть энергосистемы, как это предлагается действующей "Методикой". Во избежание ущерба из – за перетоков опережающей мощности в сетях энергосистемы следует не допускать условий перекомпенсации на границе балансовой принадлежности, и это условие должно быть оговорено в договоре.

При компенсации реактивной мощности по 3,4 и 5 вариантам облегчаются условия автоматического регулирования мощности конденсаторных установок. При этом необходимо, чтобы в любой момент времени, при изменении графика нагрузки, мощность конденсаторной установки равнялась половине потребляемой реактивной мощности в данном пункте сети (с учетом числа и мощности ступеней регулирования).

Для потребителей электроэнергии, у которых изменения нагрузок отличаются от графика суммарной нагрузки сети, обеспечение качества напряжения за счет централизованного регулирования в большинстве случаев затруднительно. Возникает необходимость в применении средств местного регулирования. Наиболее целесообразным средством в этом случае является конденсаторные установки. Это должно быть учтено при выборе системы управления мощности конденсаторной установки.

Все согласованные совместные действия энергоснабжающей организации и потребителя

должны быть направлены на достижения общей цели снижения потерь мощности и энергии в сетях энергосистемы и потребителя и, как результат, предотвращения роста тарифов на электроэнергию. Также важно, чтобы оплата за перетоки реактивной энергии на границе балансовой принадлежности использовалась исключительно на проведение энергосберегающих мероприятий.

При существующих ценах на комплектные конденсаторные установки и тарифы на электроэнергию может оказаться, что варианты компенсации реактивной мощности в сетях потребителя экономически не оправданны. Поэтому при технико – экономических сравнениях вариантов следует учитывать все положительные эффекты от компенсации, такие как: повышение пропускной способности элементов сети; отдаления сроков реконструкции и усиления элементов сети; снижение установленной мощности трансформаторов на подстанциях; замена трансформаторов на меньшую мощность; улучшение показателей качества напряжения и условий его регулирования.

Таким образом в отличии от действующей "Методики" [1], изложенные новые принципы и подходы решения задач компенсации реактивной мощности и оплаты за ее перетоки позволяет:

1. Обеспечить прозрачность, понятность одной и другой стороне, научную обоснованность и справедливость взаимоотношений энергоснабжающей организации и потребителя :
2. Предложить действительно научно обоснованное решение задачи выбора мест установки и мощности компенсирующих устройств при минимуме затрат с учетом ограничений по режиму напряжения с использованием метода дискретного программирования.
3. Реализовать демократический подход при выборе вариантов оплаты за перетоки и компенсацию реактивной мощности, а также основные принципы экономики согласования в условиях рынка.
4. Исключить одностороннее экономическое принуждение потребителя путем адресных "экономических и штрафных стимулов" и "адресных ценовых сигналов".
5. Осуществить оплату за потребленную реактивную энергию непосредственно по показателям приборов учета, а не путем сомнительного пересчета по формулам с учетом ряда необоснованных штрафных коэффициентов.

#### Литература

1. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропостачальною організацією та її споживачами //Офіційний вісник України.-2002 №6.
2. Зорин В.В. К вопросу об оплате за реактивную электрическую энергию // Техн. электродинамика.- 2004 №1
3. Зорин Н.В., Зорин В.В. Об оплате за перетоки реактивной мощности в условиях рыночных отношений // Техн. электродинамика.- 2004, №2

## Аннотация

Предлагаются новые подходы решения задач компенсации реактивной мощности и оплаты за ее перетоки на границе балансовой принадлежности энергоснабжающей организации и потребителя. Предлагаемые принципы взаимоотношений между энергоснабжающей организацией и потребителем, позволяет реализовать демократический подход при выборе вариантов оплаты за потребляемую реактивную энергию, а также выбрать экономически обоснованную степень компенсации реактивной мощности на основе рыночных принципов экономики.

Предложен экономический уровень компенсации реактивной мощности, при котором потребитель может не платить за потребленную реактивную энергию. Дано решение задачи выбора мест установки и мощности компенсирующих устройств, обеспечивающих минимум затрат с учетом ограничений по режиму напряжений на основе использования метода дискретного программирования.

Использование предлагаемых новых подходов и принципов компенсации реактивной мощности в распределительных электрических сетях, позволит реализовать на практике основы свободных рыночных отношений при оплате за потребленную реактивную энергию и при выборе экономически обоснованной степени компенсации реактивной мощности на границе балансовой принадлежности.