

Оптимизация распределения реактивных мощностей подстанций энергосистем

Е.Ю. Микаэльян, М.А. Трубицин

*Ростовский государственный университет путей сообщения
г.Ростов-на-Дону, Россия*

Аннотация: Выбор места установки компенсирующих устройств определяется различными факторами, которые необходимо учитывать при выполнении расчетов. Расположение устройств компенсации реактивной мощности определяется по результатам математического моделирования и оптимального режима работы отдельных участков электрических сетей. В работе представлены результаты моделирования, рассмотрены неопределенности, встречающиеся при решении задачи размещения компенсирующих устройств.

Ключевые слова: компенсирующие устройства, электроэнергетика, потери активной мощности, минимум приведенных затрат, неопределенность, прирост мощности, критерии оптимизации, электрический узел, вектор-ущерб, оптимизация.

Распределение компенсирующих устройств (КУ) между потребителями электроэнергии - подстанциями обычно производится, исходя из минимума приведенных затрат или минимума потерь активной мощности и электроэнергии (при ресурсных ограничениях на силовые конденсаторы) [1]. Однако, для энергосистем с местными дефицитами реактивной мощности основным критерием оптимальности может явиться максимально возможное выравнивание модулей напряжения в часы наибольших нагрузок энергосистем, т. е. минимизация соответствующего среднеквадратичного отклонения $\min \sigma_U$ или в форме максимизации $\max U_{\min}$ [2]. Анализ энергосистем с позиции данных критериев оптимальности показал, что распределение значений их входных реактивных мощностей (ВРМ) близко к хаотичному. Это подтверждается рис. 1, где приведены упорядоченные диаграммы удельных приростов мощностей $\sigma_{Q_i} = \partial \Delta P / \partial Q_i$ и модулей напряжений \bar{U}_i для одной из этих энергосистем. Диаграммы даны для двух случаев: 1 - существующие ВРМ при их сумме $Q_B = 895 \text{ МВА}$; 2 - при соблюдении одного и того же $\text{tg} \varphi$ узлах сети (пропорциональная компенсация) в таком же значении Q_B .

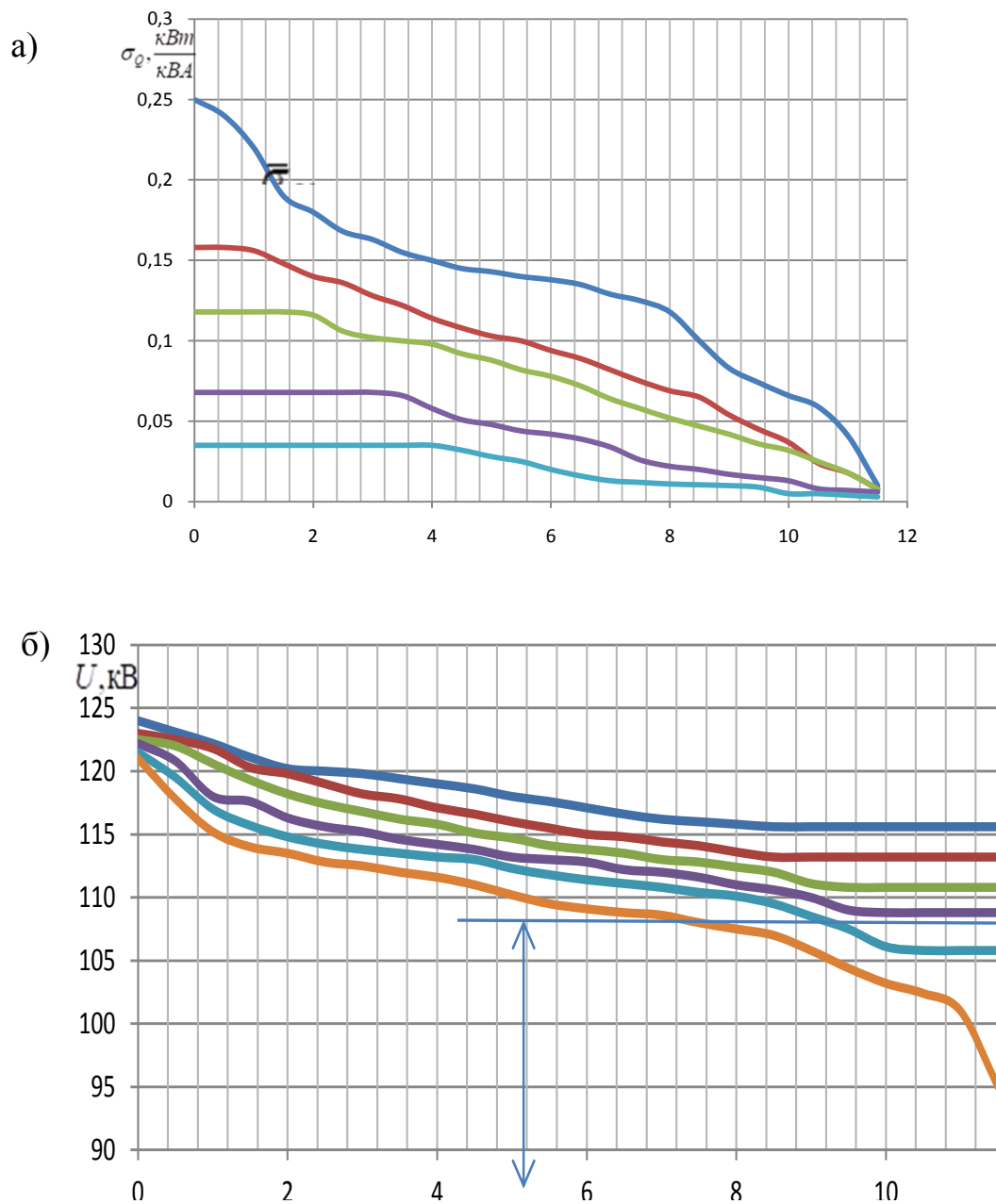


Рис.1 Упорядоченные последовательности узлов

Весьма большой разброс величин σ_{Q_i} и \bar{U}_i свидетельствует о больших скрытых резервах улучшения технико-экономических показателей электросетей и, как следствие, электрических систем в целом за счет только мер организационного характера. Эти резервы отчетливо видны на фоне двух оптимальных решений по перераспределению суммарной мощности $Q_B = 895$ МВА между узлами нагрузок энергосистем. Вектор Q_A отвечает критерию минимальных потерь, при этом $\Delta P_A = 120,8$ МВт (рис.1,а); потери при

других вариантах решения указаны на рис. 1, а в мегаваттах. Одновременно уменьшился разброс напряжений в узлах, что отражено диаграммой \bar{U}_A на рис. 1,б. Вектор Q_C отвечает критерию оптимизации $\min \sigma_U = 0$, при этом $\Delta P_C = 120,8 \text{ МВт}$ $U_C = 117 \text{ кВ}$. По более осторожной оценке, которую можно отнести к большинству энергосистем, за счет оптимизации можно снизить потери не менее чем на 10% и повысить напряжение на самых удаленных подстанциях на 5–12% [3].

Поскольку «перераспределение» КУ между подстанциями, как это было сделано выше расчетным путем (рис.1), на практике нереально, то необходимо определить, как вести их дальнейшую установку с максимальной эффективностью и какие виды неопределенности следует учитывать в первую очередь и как?

Неопределенности в расчетах можно квалифицировать как:

- неопределенность целей оптимизации; неопределенность исходных данных в каждом из возможных вариантов развития энергосистемы; неопределенность в развитии энергосистемы;
- технологическая неопределенность, связанная с такими трудно формализуемыми факторами, как организационные сложности, повышенные сложности монтажа и эксплуатации КУ на некоторых подстанциях и в некоторых районах энергосистемы, ограниченность трудовых ресурсов.

При этом необходимо учитывать следующее. Постоянное развитие энергосистем делает процесс принятия решений по выбору КУ потребителей непрерывным в условиях постоянного притока новой информации, что свойственно открытым человеко-машинным автоматизированным системам. Наличие неопределенностей и трудно формализуемых факторов предопределяет привлечение человека к процессу принятия решений, в частности, к экспертным процедурам [4,5].

Проблема КРМ многокритериальная по своей физической сути. Помимо снижения потерь мощности и напряжения в ряде случаев следует учитывать возможность снижения капиталовложений (проектирование промышленных сетей) или повышения пропускной способности сети. Однако применительно к энергосистемам и к выбору КУ потребителей следует ограничиться рассмотренными выше двумя критериями оптимальности.

Фактор «напряжения» приобретает все больший вес в связи с продолжающейся централизацией генерирования активной мощности и с относительным «удлинением» сети по этой причине. Явление местных дефицитов реактивной мощности обостряется, что приводит в часы максимума нагрузок для подстанций 110кВ к снижению напряжения до 105кВ.

В отличие от общепринятой задачи КРМ, относящейся к системным источникам реактивной мощности (СИРМ), сейчас речь идет о небольших КУ, устанавливаемых в сотнях узлов энергосистемы, когда создаются условия для «тонкого» управления напряжением в различных частях энергосистем в максимальном режиме. Выбор СИРМ служит целям форсированного изменения режима напряжения. Целенаправленная же стратегия выбора КУ потребителей по критерию $\min \sigma_U = 0$ и является профилактической мерой устранения местных дефицитов реактивной мощности. При этом открываются широкие возможности в части уменьшения разброса напряжения и повышения его среднего уровня (рис. 1).

Пусть, как и раньше, критерию $\min \Delta P$ отвечает вектор входных реактивных мощностей, а критерию $\min \sigma_U = 0$ и вектор Q_c . Учитывая большую неоднородность сетей 110–500кВ, эти два решения существенно не совпадают. Это отражено на рис.2 (для уже рассмотренной энергосистемы), где использована квадратичная метрика.

Плоскость треугольника ОАС совмещена с плоскостью рисунка. Здесь же показан вектор – решение Q_B , обеспечивающий $\min \Delta Q$, что, как показали

расчетные эксперименты, дает по потерям ΔP и разбросу напряжения промежуточные результаты по сравнению с решениями Q_A и Q_c .

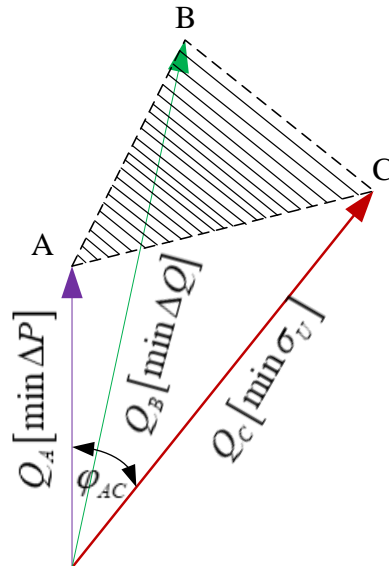


Рис 2. Вектора критериев

Процедуру поиска вектора Q_A представим как определение изменений реактивных мощностей δQ_A узлов по сравнению с исходным вектором Q_0 по заданным изменениям удельных приростов σQ_0 :

$$\delta Q_A = \Psi_A(\delta \sigma_Q) \quad (1)$$

Поиск вектора Q_c ведется аналогично по заданным изменениям модулей напряжения δU в узлах относительно некоторого исходного вектора U_0 :

$$\delta Q_c = \Psi_c(\delta U) \quad (2)$$

Операторы Ψ_A и Ψ_c имеют хорошо разработанную математическую базу в виде целого класса асимптотических моделей. Наиболее точная модель оператора (1) предназначена для оптимизации ОЭС в реальном времени и чаще всего основывается на различных модификациях метода Ньютона.

Сведем оптимизацию выбора КУ по трем критериям (два основных и один вспомогательный) только к операции максимизации посредством следующих относительных единиц, приведенных к интервалу изменения [6]:

$$\delta\Delta P^* = \frac{\Delta P_0 - \Delta P}{\Delta P_0 - \min \Delta P}; \delta\Delta Q^* = \frac{\Delta Q_0 - \Delta Q}{\Delta Q_0 - \min \Delta Q}; \delta U^* = \frac{U_{\min} - \min U_{\min}}{\max U_{\min} - \min U_{\min}}; \quad (3)$$

Здесь $\Delta P, \Delta Q$ и U_{\min} - текущие значения показателей режима;

$\Delta P_0, \Delta Q_0$ и U_{\min} показатели исходного режима сети, относительно которого ведется оптимизация;

$\min \Delta P, \min \Delta Q$ и $\max U_{\min}$ - оптимальные показатели при однокритериальных оптимизациях.

Для рассматриваемой энергосистемы в качестве исходного, был принят режим пропорциональной КРМ, который, как это видно из рис.1, мало отличается от текущих состояний энергосистем. Техничко-экономический эффект оптимизации в виде дополнительного снижения потерь $\max \delta\Delta P = \Delta P_0 - \min \Delta P$ составил около 20%, потери ΔQ снизились при решении Q_B на одну треть, наименьшее напряжение повысилось на 17%.

Конкурирующий эффект между критериями (3) иллюстрируется данными таблицы (см. также рис. 1).

Варианты решений	Потери		Диапазон разброса напряжений, кВ	$\delta\Delta P^*$	$\delta\Delta Q^*$	$\delta\Delta U^*$
	ΔP МВт	ΔQ МВА				
Q_A	110,3	457,2	122-108	1,00	0,79	0,53
Q_B	117,2	420,2	119-113	0,67	1,00	0,81
Q_C	120,8	473,6	0 при $U = 117$ кВ	0,49	0,69	1,00

Каждый из трех вариантов рассмотренного решения определен по предпочтению какому-то одному показателю из трех. Однако разукрупненные мощности КУ потребителей позволяют останавливаться на любых промежуточных решениях. Имея это в виду и основываясь на свойствах сети в части ее реакции на изменения реактивной нагрузки [6], в [7] было сформулировано положение, согласно которому отрезок гиперпрямой, соединяющий концы векторов Q_A , и Q_C принадлежит области Парето по соответствующим критериям оптимизации. Расчетные эксперименты позволили

расширить это положение и отнести к области Парето весь гипертреугольник ABC (рис.2). На рис.3 показаны многоэтапные процессы одностороннего выравнивания приростов σ_Q и повышения напряжения в наиболее удаленных от СИРМ узлах сети, что отвечает соответственно критерию $\min \Delta P$, т. е. наиболее быстрой окупаемости капиталовложений, и минимуму дополнительных капиталовложений. Штриховкой на рис.3, б показана область действия статических характеристик реактивных нагрузок, когда мощности устанавливаемых КУ не только компенсируют реактивные нагрузки сети, но и покрывают их возрастающие значения из-за роста напряжения.

Сопоставление ущерба с получаемыми преимуществами позволит объективно судить о допустимости указанных упрощений [8]. Вектор-ущерб имеет те же компоненты, что и рассматриваемый выше вектор эффективности:

$$\delta Z = (c_0 \delta \Delta P, \lambda_u \delta U_{\min}) \quad (4)$$

где c_0 – стоимость потерь [9]; λ_u – некоторая цена повышения минимального напряжения в энергосистеме, назначаемая экспертным путем.

Например, ущерб δZ_f есть разница по критериальным показателям для двух вариантов решения балансовой задачи - с участием и без участия узла f в оптимальном распределении балансовой величины по N узлам (в первом случае) сети:

$$\delta Z_f = (Z_{N-1} - Z_N) \quad (5)$$

В каждой энергосистеме известно множество узлов, где размещение КУ сопряжено с существенными технологическими сложностями, т. е. потенциально пассивных узлов. Данное множество узлов можно экспертным путем агрегировать на k подмножеств, ранжировав их по степени убывания технологических сложности.

Теперь каждому такому f – му подмножеству «неблагоприятных» узлов надо противопоставить ущерб δZ_f , возникающий при отказе от установки здесь

КУ. Если ущерб δZ_f предпочтительнее варианта с установкой КУ, что выясняется также экспертным путем, обозначаем это $\delta Z_f > d_f$ и наоборот. В случае же безразличия имеем $\delta Z_f \approx d_f$.

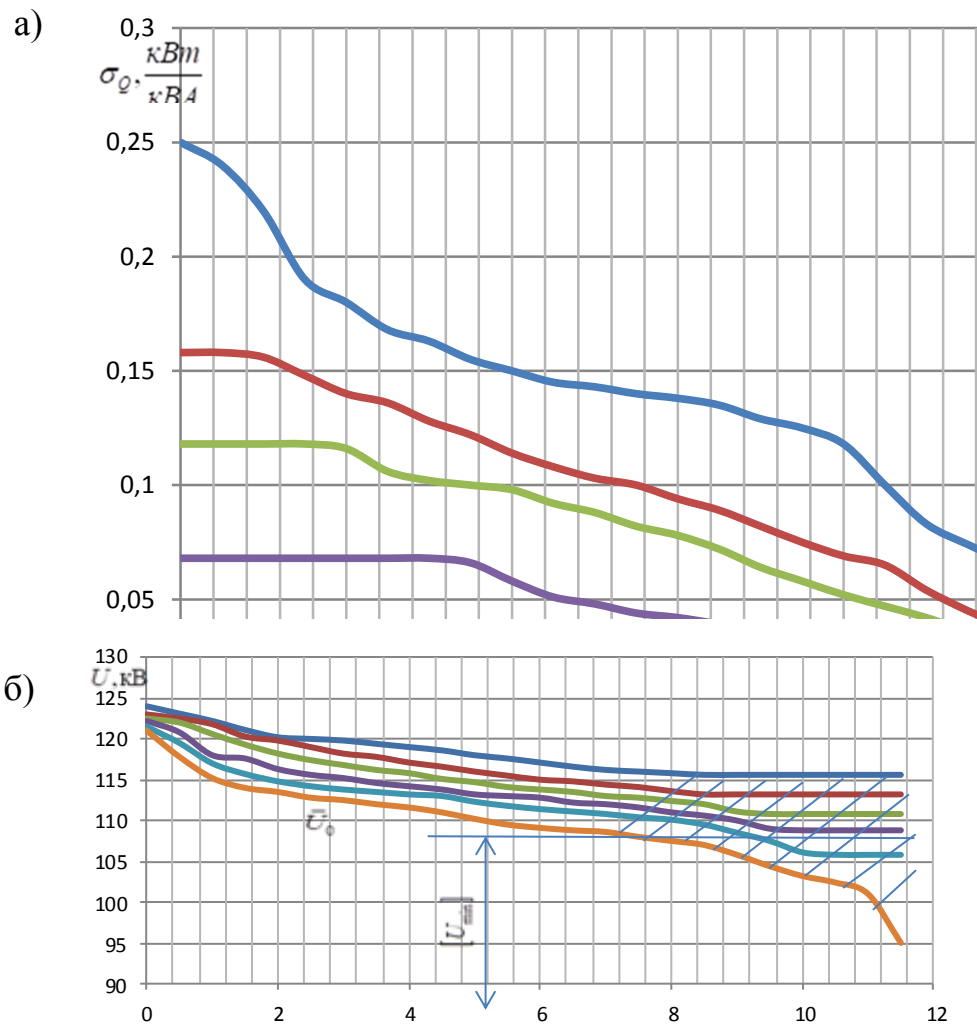


Рис.3 Упорядоченные последовательности узлов

Сложность вопроса в том, что вектор-ущерб δZ_f несепарабелен относительно порядка включения указанных групп узлов, особенно по потерям активной мощности. Решение несложно лишь в частном случае, когда проранжированным в порядке убывания технологических сложностей подмножествам узлов соответствует возрастание режимных ущербов [10]. В такой ситуации нетрудно найти границу-безразличие: на всех предыдущих

этапах проверки предпочтения узлы целесообразно переводить в пассивные, все остальные сомнительные узлы остаются в группе активных.

Для общего случая можно предположить следующую методику выбора, отвечающую принципу гарантированного результата. Для каждого i -го подмножества потенциально пассивных узлов: определяются минимальный и максимальный ущербы $\min \delta Z_f$ и $\max \delta Z_f$, которые возникают в сети при исключении данной группы узлов в первую и последнюю очередь, что потребует $4k$ оптимизационных расчетов. Те подгруппы узлов, для которых окажется $\max \delta Z_f > d_f$ следует перевести в заведомо пассивные. Подгруппы же с предпочтением $\min \delta Z_f > d_f$ становятся заведомо активными. Остальные узлы находятся в зоне безразличия, и решения по ним следует принимать возможно позже и с привлечением дополнительных факторов.

Вначале для каждой энергосистемы нужно определить, как главный критерий оптимальности при расчетах ВРМ, так и ее пассивные узлы. Это потребует нескольких десятков пересчетов. После этого на достаточно длительное время появляется однозначность в этих вопросах, вплоть до существенных изменений в структуре энергосистемы — появления новых и мощных СИРМ, новых межсистемных связей, новых крупных потребителей и т. д. Эти новые ситуации будут требовать новых пересчетов.

Литература

1. Микаэльян Е.Ю., Трубицин М.А. Методология системного расчета компенсации реактивных мощностей в электросетях промышленных предприятий и энергосистемах // Инженерный вестник Дона, 2017, №2. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4y2017/4584
2. Микаэльян Е.Ю., Трубицин М.А., Системный расчёт компенсации реактивных мощностей в электрических системах // Инженерный вестник Дона, 2018, №2. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n1y2018/47777

3. Ковалев И. Н. Оптимизация выбора компенсирующих устройств в электрических сетях. — Электричество, 1986, № 5. с.18-22.
4. Hopwood B., Mellor M., O'Brien G. Sustainable development: mapping different approaches // Sustainable development. - 2005. - Vol.13, Is.1. - pp. 38-52.
5. Kelley, C.T. Iterative methods for optimization // Society for Industrial and Applied Mathematics, 1999 – 196 p.
6. Каялов Г. М., Каждан А. Э., Ковалев И. Н., Куренный Э. Г. Основы построения промышленных электрических сетей. - М.: Энергия, 1978. - 352с.
7. Горнштейн В. М., Мирошниченко Б. П., Пономарев А. В. и др. Под ред. Горнштейна В. М. Методы оптимизации режимов энергосистем. - М.: Энергия, 1981. - 336 с.
8. Беллман Р., Заде Л. Принятие решений в расплывчатых условиях // Вопросы анализа и процедуры принятия решений. М.: Мир, 1976. -191 с.
9. Ковалев И. Н., Репьев В. Г., Самсонова Е. Ю., Фадеев В. В. Управление входными реактивными мощностями на шинах 6, 10, 35 кВ подстанций энергосистем. - Электрические станции, 1987, № 7, с.15-18.
10. Мельников Н. А. Электрические сети и системы. — М.: Энергия, 1975. - 446с.

References

1. Mikayel'yan E.YU, Trubitsin M.A. Inzhenernyj vestnik Dona, 2017, №2.
URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4y2017/4584
 2. Mikayel'yan E.YU, Trubitsin M.A. Inzhenernyj vestnik Dona, 2018, №2.
URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n1y2018/47777
 3. Kovalev I. N. Elektrichestvo, 1986, № 5.pp.18-22.
 4. Hopwood B., Mellor M., O'Brien G. Sustainable development. 2005. Vol.13, Is.1. Pp.38-52.
 5. Kelley, C.T. Iterative methods for optimization Society for Industrial and Applied Mathematics, 1999. 196 p.
-



6. Kayalov G. M., Kazhdan A. E., Kovalev I. N., Kurennyj E. G. Osnovy postroeniya promyshlennyh elektricheskikh setej [Fundamentals of building industrial electrical networks]. M.: Energiya, 1978. 352p.
7. Gornshtejn V. M., Miroshnichenko B. P., Ponomarev A. V. i dr.; Pod red. Gornshtejna V. M. Metody optimizacii rezhimov energosistem [Methods of optimization of power system modes] M.: Energiya, 1981. 336 p.
8. Bellman R., Zade L. Voprosy analiza i procedury prinyatiya reshenij. M.: Mir, 1976. 191 p.
9. Kovalev I. N., Rep'ev V.G., Samsonova E.YU., Fadeev V.V. Elektricheskie stancii, 1987, № 7 pp. 15-18
10. Mel'nikov N. A. Elektricheskie seti i sistemy [Electric networks and systems]. M.: Energiya, 1975. 446p