

Системный расчёт компенсации реактивных мощностей в электрических системах

Е.Ю. Микаэльян, М.А. Трубицин

Ростовский государственный университет путей сообщения

Аннотация: В статье рассматривается проблема распределения компенсирующих устройств потребителей между отдельными узлами энергосистемы. Приведены аналитическая модель и алгоритм оптимизации компенсации реактивной мощности. Выделены критерии оптимальности компенсации реактивной мощности. Произведен учет плохо формализуемых, технологических факторов.

Ключевые слова: компенсация реактивной мощности, многокритериальность, неопределенность информации, компенсирующие устройства потребителей, аналитическая модель, критерии оптимальности, нормализуемые факторы.

Повышение экономичности сооружения и эксплуатации электрических сетей и систем существенно зависит от проектной оптимизации размещения компенсирующих устройств потребителей (ПКУ). Наибольшая эффективность проявляется здесь при дифференцированном распределении ПКУ между отдельными ОЭС через соответствующие министерства в зависимости от стоимости замещающей мощности электростанций и топливной составляющей потерь [1- 4]. Затем по значимости идёт дифференцированное распределение ПКУ между отдельными потребителями (узлами) энергосистемы [3-8].

Для уровня энергосистемы две стороны рассматриваемой проблемы заключаются: а) в математической её постановке, с учётом неопределённости входной информации и многокритериальности, и решении с гарантированным результатом; б) в обеспечении практической реализации последнего с помощью разработок и надлежащего взаимодействия нормативных документов [7-10].

Ниже рассматриваются возможные пути решения первого вопроса.

Пути решения вопросов КРМ практически не влияют на формирование множества $W = \{\omega_i\}$ вариантов развития энергосистемы. Поэтому можно считать, что каждый вариант ω_i образует вектор X_i экзогенных переменных,

определяющих в рамках принятой математической модели искомый вектор Q_i входных мощностей нагрузочных узлов питающей сети энергосистемы.

Математическое решение вопроса представим в виде следующей структурной схемы-алгоритма (рис.1а). Её аналитическое ядро является моделью $Z = f(Q)$, которая с требуемой точностью описывает некоторую функцию цели; данный сетевой блок функционально отображает входную информацию $X_i = \varphi(\omega_i)$ в выход $Q_i = \Psi(\omega_i)$

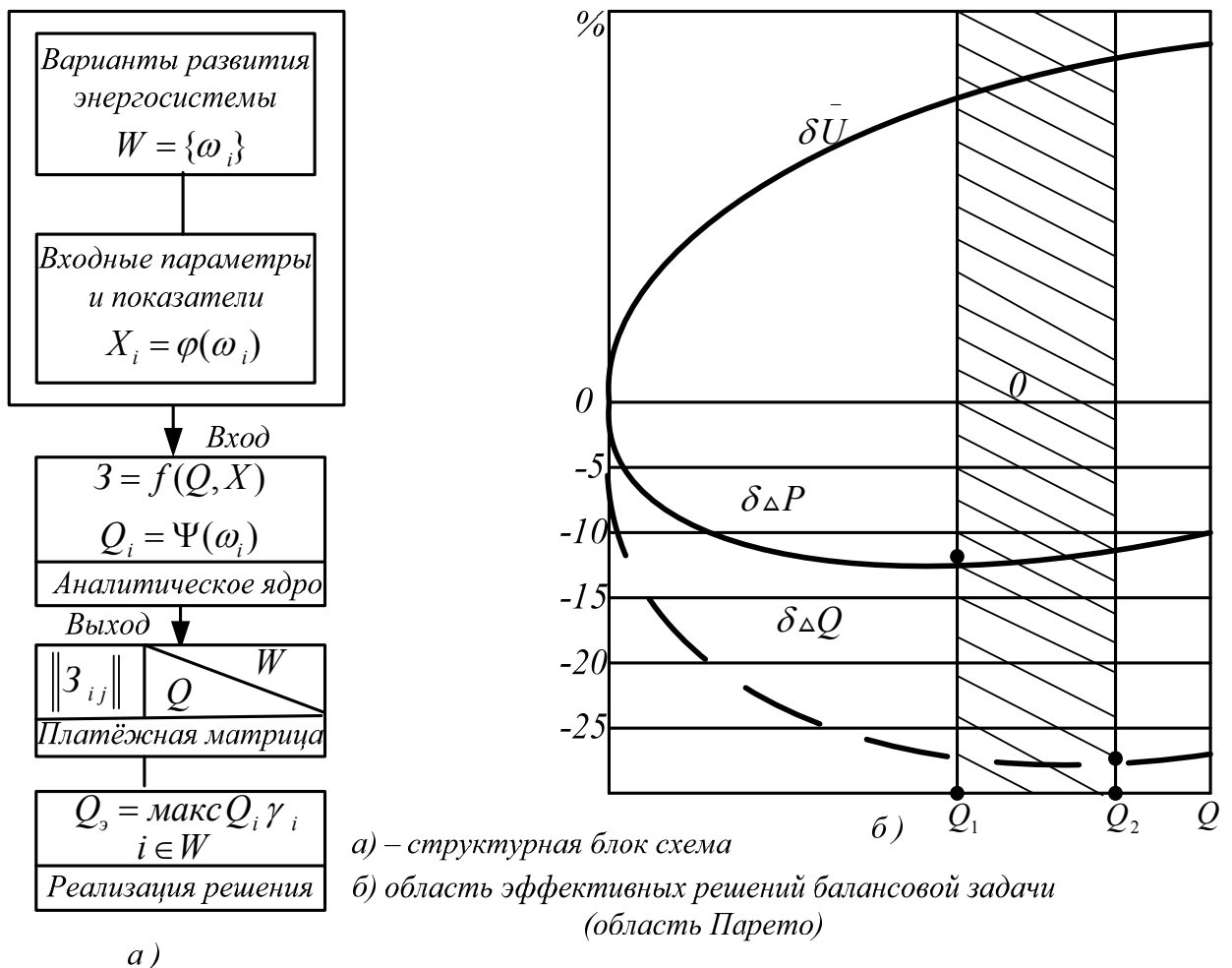


Рис.1 Структура оптимизации КРМ

Характер неопределённости исходной информации таков, что здесь естественны игровые методы принятия решений [8-10]. Сценарий многовариантных расчётов направлен при этом на составление платёжной матрицы $\|Z_{ij}\|$ на

множестве отношений $W \times Q$. Диагональные элементы Z_{ij} отвечают оптимальным решениям $Q_i = \Psi(\omega_i)$, а недиагональные $Z_{ij} > Z_{ii}$ отражают ущерб от несовпадения решения Q_i с ходом развития энергосистемы ω_j .

Специфика оптимизируемой системы позволяет применить гибкую тактику принятия решений [10]. Во-первых, размещение ПКУ в энергосистеме – это медленный процесс наращивания мощностей КУ в её узлах относительно периодов уточнения схем развития энергосистем. Во-вторых, система довольно-таки консервативна ввиду того, что большинство её узлов – уже существующие нагрузки в уже существующих энергорайонах, и степень компенсации здесь в различных вариантах ω_i будет различаться не значительно. В итоге появляется возможность ведения адаптируемого планирования КРМ, основанная на периодической коррекции решения, что является проектным аналогом принципа самоорганизации систем [5]. Каждый очередной шаг размещения ПКУ можно определять как пересекающееся множество решений Q_i (рис.1а), найденных по соответственно скорректированной платёжной матрице [10]. Недиagonальные элементы Z_{ij} нужны здесь для возможного введения экспертным путём весовых коэффициентов к решениям Q_i . Далее рассматриваются две аналитические модели $Z = f(Q)$ предназначенные для краткосрочных и среднесрочных расчётов.

Аналитическая модель оптимизации, алгоритм ее состоит из трёх частей: расчёт установившегося режима, расчет удельных приростов потерь

$\sigma_Q = \left\| \frac{\partial \Delta P}{\partial Q_i} \right\|$, процесса дооптимизации. Программная реализация этих этапов

использует матрицу узловых проводимостей \dot{Y} . Это возможно при условии, что известная линеаризованная система уравнений состояния сети [10]

$$\dot{Y}_{\Delta} \dot{U} = \dot{I}_{НБ} - \hat{U}_{\delta}^{-1} \hat{U}_{\delta}^{-1} \dot{I} \quad (1)$$

решается без предварительного преобразования в систему с вещественными коэффициентами удвоенной размерности :

$$\text{где } \dot{U}_{\Delta} = \dot{U} - \dot{U}_0$$

\dot{U} - искомые узловые напряжения, \dot{U}_0 - их первое приближение;

\dot{I} - искомые токи нагрузок; $\dot{I}_{НБ}$ - небалансы токов в узлах.

Можно показать, что удельные приросты потерь в сети $\dot{\sigma} = \sigma_p + j\sigma_Q$ выражаются посредством матрицы \dot{Y} следующим образом:

$$\dot{Y}_{\Delta} \hat{U}_{\delta} \dot{\sigma} = 2G \hat{U}_{\Delta} - \hat{\sigma}_{\delta} \hat{Y} \hat{U}_{\Delta} \quad (2).$$

где $\dot{U}_{\Delta} = \dot{U} - U_{BY}$; после замены переменных $\dot{t} = \hat{U}_{\delta} \dot{\sigma}$ имеем :

$$\dot{Y} \dot{t} = 2G \hat{U}_{\Delta} - \hat{t}_{\delta} U^{-1} \hat{Y} \hat{U}_{\Delta} \quad (3)$$

Процесс дооптимизации определяет поправки $\Delta \dot{I}$, приводящие к равенству $\sigma_Q = [\sigma_Q]$, где $[\sigma_Q]$ - заданные величины приростов потерь. Аппроксимация функции потерь квадратичной формой приводит к следующей системе уравнений:

$$\dot{Y} \hat{U}_{\Delta} \delta \dot{\sigma} = 2G \delta \hat{U}_{\Delta} - \delta \hat{\sigma} \hat{Y} \hat{U}_{\Delta} \quad (4)$$

где искомые приращения $\Delta \dot{I}$ определяются приращениями $\delta \hat{U}$

После замены переменных $\Delta \dot{t} = \hat{U}_{\delta} \delta \dot{\sigma}$ имеем расчётную систему:

$$\dot{Y} \Delta t = 2G\delta \hat{U} - \Delta t_{\partial} \hat{U}_{\partial}^{-1} \hat{Y} \hat{U}_{\Delta} \quad (5)$$

Структура уравнений (1), (3),(5) идентична, поэтому используется один и тот же численный алгоритм расчёта. Прямой ход процедуры Гаусса не отличается от общепринятых, а обратный ход включает корректировку задающих токов. Расчёты показали, что для достижения приемлемой точности решения на каждом из трёх описанных этапах требуется не более 4-х циклов процедуры Гаусса.

Ввиду отсутствия должного количества конденсаторов наиболее распространена на практике балансовая задача КРМ, когда входные мощности Q определяются при практически известной их сумме. В качестве критерия оптимальности обычно принимают $\Delta P = \min$. Реально же существует целая группа целей [6-10]. Разобьём их на две подгруппы: а) хорошо формализуемые, или режимные, б) плохо формализуемые, технологические. К первой подгруппе можно отнести минимизацию потерь ΔP и электроэнергии, минимизацию потерь ΔQ (что, кстати, при прочих равных условиях снижает потребность в ПКУ), повышение напряжения в наиболее удалённых узлах сети, влияющих на устойчивость её работы. Ко второй группе целей отнесём минимизацию различных организационных сложностей, сложностей монтажа и эксплуатации ПКУ.

Рассмотрим многокритериальную оптимизацию в пространстве пока что этих целей. Расчётные эксперименты на типичных схемах подтвердили предположение, что и здесь проявляется определённая "регулярность" сети. Действительно, область эффективных решений балансовой задачи (область Парето [7], имеет чёткие границы: с одной стороны это вектор Q_1 , отвечающий $\Delta P = \min$, с другой – вектор Q_2 , отвечающий $\Delta Q = \min$ (рис.1б). Промежуточные решения внутри этой области можно получать, используя

линейную зависимость: $\tilde{Q} = Q_1 + (Q_2 - Q_1)k$, при $0 \leq k \leq 1$. Из рис.1б видно, что существенное повышение напряжения в удалённых узлах: (измеряется некоторым интегральным показателем \tilde{U}) и существенное снижение потерь ΔQ достигается ценой незначительного повышения потерь ΔP . В каждой конкретной ситуации предпочтения могут быть различными, и этот вопрос нуждается в исследовании. Сейчас можно рекомендовать ориентироваться на правую границу области, т.е. использовать в качестве обобщённого критерия оптимальности при решении балансовых задач КРМ $\Delta Q = \min$.

Анализируя соотношения режимных и технологических целей КРМ можно установить их конкуренцию: практически любое технологическое упрощение, ограничивая свободу выбора решения, ведёт к некоторому ущербу по всем режимным факторам.

Компромиссное решение может быть получено путём перемещения ПКУ в узлы, более благоприятные в технологическом отношении, оценивая при этом возможный экономический ущерб. Введём понятие оптимальной размерности решаемых задач КРМ. Представим, что решается последовательность балансовых задач при одной и той же входной суммарной мощности, начиная с некоторого минимально возможного числа N_m активных узлов, наиболее благоприятных для установок ПКУ. Ясно, что увеличение размерности задачи на число добавляемых "неблагоприятных" узлов даст некоторый экономический эффект ΔZ , определяемый, например, так:

$$\Delta Z = \lambda_1 \delta \Delta P + \lambda_2 \delta \Delta Q + \lambda_3 \delta \tilde{U}$$

где λ_i - весовые коэффициенты.

Если все узлы потребителей энергосистемы разбить на группы и проранжировать их по степени неблагоприятности к установкам ПКУ,

начиная с самых "удобных", (допустим, размещение ПКУ на промышленных предприятиях предпочтительнее, чем на сельскохозяйственных подстанциях, а установка ПКУ на последних предпочтительнее, чем на тяговых подстанциях и т.д.), то некоторая функция сложности установки $\Phi = \eta_1(N)$ вогнута вниз, а эффективность $Z = \eta_2(N)$ - вверх. Тогда оптимальная размерность задачи N_0 определится условием:

$$\Delta Z(N_0 + \Delta N) \geq \Delta \Phi(N_0 + \Delta N),$$

где \geq - знак предпочтения или эквивалентности.

Такой подход можно использовать и в иной трактовке, например, не меняя размерности задачи перемещать ПКУ в узлы, более благоприятные в технологическом отношении.

Очевидно, что многоцелевая оптимизация проводится до составления платёжных матриц в алгоритме (рис.1а), и принятие решения по "первому шагу компенсации" ведётся с векторами Q_i оптимальной размерности.

Л и т е р а т у р а

1. Гибадуллин А.А. Модернизация электроэнергетики // Инженерный вестник Дона, 2012, №2. URL: ivdon.ru/magazine/archive/n2y2012/797 /
2. А.В. Гавриленко, А.Л. Кирсанов, Т.П. Елисеева Основные направления энергосбережения в региональной экономике // Инженерный вестник Дона, 2011, №1. URL: ivdon.ru/magazine/archive/n1y2011/340
3. Расчёт потребности действующих промпредприятий в конденсаторных установках/ Железко Ю.С., Артемьев А.В., Калюкин А.П. и др. -Промышленная энергетика, 1983, № II, с.48-51.
4. Reactive Power Compensation Technologies, State-of-the-Art Review / J.W. Dixon, L. Moran, J. Rodriguez, R. Domke // Proceedings of the IEEE. - 2005 - Vol.93, Dec. - № 12. - Pp. 2144 – 2164.

5. Weng B. Optimal signal reconstruction using the empirical mode decomposition // Euroasip Journal on Advances in Signal Processing. - 2008. - vol. 4. pp. 12-18.
6. Ковалёв И.Н., Фадеев В.В. Квадратичная математическая модель при исследовании компенсации реактивной мощности. //Электричество, 1984, № 4, с.7-13.
7. Ковалёв И.Н., Сидельников В.И. Структура компенсации реактивных нагрузок в проектируемой промышленной сети// Электричество, 1981, № 9, с.24-30.
8. Железко Ю.С. О методическом обеспечении системного решения задач компенсации реактивной мощности.// Промышленная энергетика, 1981, № I, с.40-43.
9. Ивахненко А.Г., Зайченко Ю.П., Димитров В.Д. Принятие решений на основе самоорганизации»- М.: Советское радио, 1976.- 280 с.
10. Арзамасцев Д.А., Бартоломей П.И., Холян А.М. АСУ и оптимизация режимов энергосистем.- М.: Высшая школа, 1983.- 208 с.

References

- 1 Gibadullin A.A. Inzhenernyj vestnik Dona (Rus), 2012, №2. URL: ivdon.ru/magazine/archive/n2y2012/797/
 - 2 A.V. Gavrilenko, A.L. Kirsanov, T.P. Eliseeva Inzhenernyj vestnik Dona (Rus) 2011, URL: ivdon.ru/magazine/archive/n1y2011/340
 - 3 Zhelezko Ju.S., Artem'ev A.V., Kaljukin A.P. Promyshlennaja jenergetika, 1983, № 2, pp.48-51
 - 4 Reactive Power Compensation Technologies, State-of-the-Art Review / J.W. Dixon, L. Moran, J. Rodriguez, R. Domke // Proceedings of the IEEE. . 2005.. Vol.93, Dec. № 12. pp.2144 - 2164.
 - 5 Weng B. Optimal signal reconstruction using the empirical mode
-



decomposition // Euroasip Journal on Advances in Signal Processing. 2008. vol. 4. p.12-18.

6 Kovaljov I.N., Fadeev V.V. Jelektrichestvo, 1984, № 4, Pp.7-13.

7 Kovaljov I.N., Sidel'nikov V.I. Jelektrichestvo, 1981, № 9, Pp.24-30.

8 Zhelezko Ju.S. Promyshlennaja jenergetika, 1981, № 1, Pp.40-43.

9 Ivahnenko A.G., Zajchenko Ju.P., Dimitrov V.D. Prinjatje reshenij na osnove samoorganizacii [Decision-making on the basis of self-organization] M.: Sovetskoe radio, 1976. 280 p.

10 Arzamascev D.A., Bartolomej P.I., Holjan A.M. ASU i optimizacija rezhimov jenergosistem [ACS and optimization of modes of power systems]. M.: Vysshaja shkola, 1983. 208 p.