



ЭКОНОМИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Комплексная оценка экономической эффективности размещения источников малой генерации

Паниковская Т. Ю., канд. техн. наук

ФГАОУ ВПО “Уральский федеральный университет имени первого Президента
России Б. Н. Ельцина”, Екатеринбург

Предложена методика оценки целесообразности размещения источников малой генерации (ИМГ) непосредственно у потребителей — предприятий нефтегазового комплекса. В качестве критериев приняты следующие оценки: экономическая эффективность размещения объектов, снижение потерь в распределительной сети, стабилизация уровней напряжения. Показано, что для предприятий нефтегазового комплекса при определенных условиях строительство собственного источника генерации выгоднее, чем продажа первичных энергоресурсов.

Ключевые слова: источник малой генерации, распределительная сеть, экономическая эффективность, дисконтированные денежные потоки, коэффициенты влияния.

В последние годы заметно возрос интерес потребителей к строительству объектов малой генерации, которыми обычно считаются станции установленной мощностью не более 30 МВт [1], производящие от одного до трех видов энергии (электричество, тепло и холод) и использующие как традиционные невозобновляемые, так и альтернативные возобновляемые источники (биогаз, биотопливо, торф). Наиболее распространенные объекты генерации малой мощности — дизельные, бензиновые генераторы, ГТУ, ПГУ, топливные элементы, солнечные установки, ветрогенераторы.

Возможность и целесообразность строительства ИМГ (раньше ими, как правило, были небольшие заводские ТЭЦ) существовали всегда. Например, на территории Свердловской области небольшими станциями покрывалось от 2 до 10 % суммарного электропотребления. По данным [2], суммарная установленная мощность источников малой генерации в целом по Уральскому федеральному округу составляет 3191 МВт, в том числе по отдельным областям: Курганской — 2 МВт; Свердловской — 55; Тюменской — 3133; Челябинской — 1 МВт.

Оценка экономической эффективности объектов малой генерации представляет собой многокритериальную оптимизационную задачу. В условиях рыночной неопределенности развития электроэнергетической отрасли од-

ним из наиболее популярных решений для повышения надежности электроснабжения потребителей является размещение источников вблизи центров нагрузок [3] либо на территориях потребителей [4, 5]. Особенно актуальны вопросы комплексной оценки экономической эффективности и выбора мощности ИМГ для добывающих и перерабатывающих предприятий нефтегазового комплекса.

В [6 – 8] предложены различные модификации многоцелевых математических моделей оптимизации размещения ИМГ, для которых определяются оптимальные значения различных факторов: инвестиционных составляющих; снижения издержек на покупную энергию; изменения уровней напряжения; потерь мощности и электроэнергии (ЭЭ); влияния новых источников на устойчивость работы электрической сети и уровни токов КЗ; повышения надежности электроснабжения и др.

При оценке экономической эффективности установки ИМГ у потребителей — предприятий добывающих или перерабатывающих первичные энергоресурсы — сравниваются два базовых варианта:

централизованное электроснабжение при условии продажи энергоресурса, который в альтернативном варианте используется для производства электроэнергии на собственном объекте генерации;

строительство и последующая эксплуатация нового объекта генерации при условии,

что часть электроэнергии потребитель продолжает покупать и платить за мощность с целью повышения надежности электроснабжения.

В качестве основных факторов рассматриваются:

экономическая эффективность размещения источников у потребителя в условиях опережающего роста цен на первичные энергоносители (фактор F_1);

влияние размещения объекта генерации на потери в электрической сети и изменение уровней напряжения у потребителей (факторы F_2, F_3).

Выбор установленной мощности ИМГ. Выгоду от строительства и эксплуатации объектов малой генерации получает прежде всего их владелец (потребитель), поэтому сравниваются два противоположных варианта электроснабжения. При оценке экономической целесообразности размещения ИМГ рассматривается потребитель (предприятие нефтегазового комплекса), который, покупая ЭЭ у внешнего поставщика и платя за мощность, добывает или перерабатывает для продажи первичные энергоресурсы (газ).

В условиях централизованного электроснабжения частичные дисконтированные доходы предприятия складываются из выручки от продажи энергоресурса, за исключением расходов, связанных с покупкой необходимого объема ЭЭ и платой за мощность. Следовательно, сумма дисконтированных денежных потоков, приведенная к началу расчетного периода, может быть определена следующим образом:

$$D'_t = \sum_{t=0}^T \{ [(R_g(1+\alpha_g)^t - Z_e(1+\alpha_e)^t) (1+\alpha)^{-t}] = \sum_{t=0}^T \{ [V_g c_g (1+\alpha_g)^t - (W_e c_e + 12 P_m c_p) \times (1+\alpha_e)^t] (1+\alpha)^{-t} \}, \quad (1)$$

где T — расчетный период; R_g и Z_e — выручка от продажи газа и затраты, связанные с покупкой ЭЭ у поставщика и платой за мощность; α — коэффициент дисконтирования (равный WACC для потребителя); α_g и α_e — долгосрочные темпы роста цен на газ и электроэнергию; V_g — объем продаваемого газа; P_m — максимальная мощность потребителя; c_g, c_e, c_p — соответственно нерегулируемые цены на газ, электрическую энергию и мощность (в месяц).

Преобразуем выражение (1), учитывая, что объем потребляемого ИМГ газа можно определить по формуле

$$V_g = v_{0g} P_m T_{max}, \quad (2)$$

где v_{0g} — удельный расход газа; T_{max} — число часов использования максимальной мощности потребителя.

Тогда

$$D'_t = \sum_{t=0}^T \left[v_{0g} P_m T_{max} c_g \left(\frac{1+\alpha}{1+\alpha_g} \right)^{-t} - (P_m T_{max} c_e + 12 P_m c_p) \left(\frac{1+\alpha}{1+\alpha_e} \right)^{-t} \right]. \quad (3)$$

Поскольку значения всех переменных, входящих в выражение (3), принимаются постоянными в течение расчетного периода, то для вычисления реальных коэффициентов дисконтирования можно применить формулы Ирвинга Фишера [9]:

$$\frac{1+\alpha}{1+\alpha_g} = 1 + \frac{\alpha - \alpha_g}{1+\alpha} = 1 + \alpha_g^*;$$

$$\frac{1+\alpha}{1+\alpha_e} = 1 + \alpha_e^*.$$

При альтернативном варианте — установке ИМГ у потребителя оплата за покупную ЭЭ, а также плата за максимальную заявленную мощность уменьшаются (с целью повышения надежности электроснабжения нередко потребитель часть электроэнергии продолжает покупать у внешнего поставщика). Для производства ЭЭ потребитель использует собственный энергоресурс, поэтому его стоимость становится равной нулю. Кроме того, снижаются затраты, связанные с производством электроэнергии, которые определяются себестоимостью ее выработки c_{ee} и стоимостью энергоресурса (газа). Следовательно, при строительстве источника генерации с установленной мощностью P_s дисконтированный денежный поток в течение одного года и последующей эксплуатации в течение расчетного периода T составит:

$$D''_t = -K_s(P_s) - \sum_{t=1}^T [Z_{ee}(1+\alpha_g^*)^{-t} + Z_e(1+\alpha_e^*)^{-t} + E_s(1+\alpha)^{-t}] = -(k_1 + k_2 P_s + k_3 P_s^2) - \sum_{t=1}^T [P_s T_{max} c_{ee} (1+\alpha_g^*)^{-t} +$$

$$\begin{aligned}
& + \Delta W_e c_e + 12 \Delta P_e c_p (1 + \alpha_e^*)^{-t}] - \\
& - \sum_{t=1}^T [a(k_1 + k_2 P_s + k_3 P_s^2)(1 + \alpha)^{-t}], \quad (4)
\end{aligned}$$

где K_s — капиталовложения в ИМГ, которые, как показано в [10], аппроксимируются квадратичной зависимостью; Z_{ee} — годовые издержки, связанные с производством электроэнергии на собственном источнике; Z_e — годовые издержки на покупку оставшегося объема ЭЭ и плату за мощность; E_s — издержки на амортизацию, ремонты и обслуживание; $\Delta W_e = (P_m - P_s) T_{max}$ и $\Delta P_e = P_m - P_s$ — соответственно объем ЭЭ и заявленный максимум мощности, за которые потребитель платит поставщику после установки ИМГ; a — коэффициент отчислений на амортизацию, ремонты и обслуживание нового источника; k_1, k_2, k_3 — коэффициенты аппроксимации капиталовложений в ИМГ.

При заданных условиях разность дисконтированных денежных потоков за период T определяется из выражения

$$\begin{aligned}
D_t'' - D_t' = & -(k_1 + k_2 P_s + k_3 P_s^2) - \\
& - \sum_{t=1}^T [P_s T_{max} c_{ee} (1 + \alpha_g^*)^{-t} + \\
& + (\Delta W_e c_e + 12 \Delta P_m c_p)(1 + \alpha_e^*)^{-t} + \\
& + a(k_1 + k_2 P_s + k_3 P_s^2)(1 + \alpha)^{-t}] - \\
& - \sum_{t=0}^T [v_{0g} P_s T_{max} c_g (1 + \alpha_g^*)^{-t} - \\
& - (P_m T_{max} c_e + 12 P_m c_p)(1 + \alpha_e^*)^{-t}]. \quad (5)
\end{aligned}$$

С целью упрощения расчетов введем новые переменные, отражающие годовые расходы на покупку электроэнергии и плату за мощность ($\chi_0 = T_{max} c_e + 12 c_p$), а также стоимость израсходованного газа ($v_0 = v_{0g} T_{max} c_g$). Для расчета реальных коэффициентов дисконтирования представим их в виде суммы членов геометрической прогрессии:

$$\sum_{t=1}^T \left(\frac{1}{1 + \alpha} \right)^{-t} = \frac{[1 - (1 + \alpha)^{-T}]}{\alpha} = \hat{\alpha}.$$

Аналогично выполняются преобразования всех остальных коэффициентов дисконтирования для расчетного периода T .

В выражении (5) выделим составляющие, отнесенные к нулевому году (строительство ИМГ) и последующим годам. Тогда с учетом проведенных преобразований получим:

$$\begin{aligned}
D_t'' - D_t' = & D_0'' - D_0' + D_{t>0}'' - D_{t>0}' = \\
& = -(k_1 + k_2 P_s + k_3 P_s^2) - \\
& - P_s v_0 + P_m \chi_0 - P_s T_{max} c_{ee} \hat{\alpha}_g^* + P_s \chi_0 \hat{\alpha}_e^* - \\
& - a(k_1 + k_2 P_s + k_3 P_s^2) \hat{\alpha} - P_s v_0 \hat{\alpha}_g^*. \quad (6)
\end{aligned}$$

Оценка экономической эффективности строительства ИМГ проводится в предположении, что переменные P_s и c_{ee} являются расчетными величинами. Значения всех остальных переменных известны на момент начала расчетного периода. Для поиска решения введем фактор F_1 , определяющий целесообразность установки ИМГ и позволяющий найти допустимые пределы изменения мощности источника:

$$F_1 = \min(D_t'' - D_t'). \quad (7)$$

Следовательно, необходимо найти условия, при которых

$$\begin{aligned}
\frac{\partial F_1}{\partial P_s} = & -(k_2 + 2k_3 P_s) - v_0 - T_{max} c_{ee} \hat{\alpha}_g^* + \\
& + \chi_0 \hat{\alpha}_e^* - a(k_2 + 2k_3 P_s) \hat{\alpha} - v_0 \hat{\alpha}_g^* = \\
& = -\beta - \varepsilon c_{ee} - \gamma P_s = 0, \quad (8)
\end{aligned}$$

где $\beta = k_2 + v_0 - \chi_0 \hat{\alpha}_e^* + a k_2 \hat{\alpha} + v_0 \hat{\alpha}_g^*$; $\varepsilon = T_{max} \hat{\alpha}_g^*$; $\gamma = 2k_3(1 + a \hat{\alpha})$.

Анализ выражения (8) позволяет определить максимальное значение себестоимости производства ЭЭ c_{ee} , при котором установка ИМГ эффективна. Затем путем вычисления производной $\partial P_s / \partial c_{ee} = -\varepsilon / \gamma$ находим верхнюю границу выбираемой мощности источника генерации. С целью получения более точных результатов предлагается все расчеты вести с учетом реальных темпов роста цен на разные энергоресурсы.

Определение места расположения ИМГ. Для выбора места подключения источника предлагается подход, основанный на расчете коэффициентов влияния [11].

Суммарные технические расчетные потери полной мощности в сети $\Delta \dot{S}$ представлены продольной $\Delta \dot{S}_l$ и поперечной $\Delta \dot{S}_{Y_i}$ составляющими:

$$\Delta \dot{S} = \sum_{l=1}^L \Delta \dot{S}_l + \sum_{i=1}^{N-1} \Delta \dot{S}_{Y_i}, \quad (9)$$

где l — номер ветви; L — общее число ветвей; i — номер узла; N — количество узлов; Y_i — поперечная составляющая узловой проводимости.

Для электрических сетей задачу снижения потерь мощности можно представить через определение узлов, вносящих наибольший вклад в продольные составляющие:

$$\Delta \dot{S}_l = \dot{S}_{ij} + \dot{S}_{ji}, \quad (10)$$

где \dot{S}_{ij} — поток мощности из узла i в сторону узла j по ветви l ; \dot{S}_{ji} — обратный поток мощности по той же ветви.

Потоки мощности описываются следующими параметрами: токами $\dot{I}_l = \dot{I}_{ij} = -\dot{I}_{ji}$, разностью узловых напряжений — продольной составляющей падения напряжения $\Delta \dot{U}_l$. Токи \dot{I}_l связаны с вектором узловых токов \mathbf{J} через матрицу коэффициентов токораспределения \mathbf{a} размерностью $(L, N-1)$ следующим образом:

$$\mathbf{I}_l = \mathbf{a}\mathbf{J}. \quad (11)$$

Из выражений (10), (11) следует:

$$\begin{aligned} \Delta \mathbf{S}_l &= [\text{diag}(\Delta \mathbf{U}_l) \mathbf{a}]^T \mathbf{J} = \\ &= [\text{diag}(\Delta \mathbf{U}_l) \mathbf{a}]^T \frac{1}{\mathbf{U}} \mathbf{S} = \mathbf{K}\mathbf{S}, \end{aligned} \quad (12)$$

где $\mathbf{K} = [\text{diag}(\Delta \mathbf{U}_l) \mathbf{a}]^T \frac{1}{\mathbf{U}}$ — матрица коэффициентов влияния размерностью $(L, N-1)$. Элементы матрицы являются комплексными безразмерными величинами, которые детализируют связь узловых мощностей S_i с суммарными потерями ΔS_l .

Используя элементы матрицы коэффициентов влияния, можно решать достаточно широкий круг технических задач, связанных с анализом потерь в распределительных сетях. Например, сумма элементов столбцов $K_i = \sum_{l=1}^L k_{l,i}$ определяет влияние мощности i -го узла на суммарные потери в распределительной сети, элементы строк k_l , i обуславливают связь мощности i -го узла с потерями в элементе l . Значения действительных составляющих коэффициентов $\text{Re}(k_{l,i})$ могут иметь как положительные, так и отрицательные значения, что позволяет выделить реверсивные составляющие транзитных потерь мощности в каждой связи, зависящие от мощности i -го узла.

Анализ действительных составляющих коэффициентов влияния показал, что максимальные значения $\text{Re}(K_i)$ для заданного режима соответствуют узлам, в которых с целью минимизации потерь наиболее рацио-

нально установить источник распределенной генерации:

$$n_g = \max_{i=1}^{N-1} \{\text{Re}(K_i)\}. \quad (13)$$

Ранжирование коэффициентов $\text{Re}(K_i)$ в порядке убывания позволяет определить оптимальную очередность узлов, в которых установка ИМГ наиболее эффективна.

Дополнительные факторы F_2 , F_3 , учитывающие снижение потерь мощности и стабилизацию уровней напряжения, можно представить в следующем виде:

$$\left. \begin{aligned} F_2 &= \max(\Delta P' - \Delta P''); \\ F_3 &= \min \sum_{i=1}^{N-1} [(U'_i - U_{\text{ном}}) - (U''_i - U_{\text{ном}})], \end{aligned} \right\} \quad (14)$$

где $\Delta P'$, $\Delta P''$ — потери мощности; $\sum_{i=1}^{N-1} (U'_i - U_{\text{ном}})$

и $\sum_{i=1}^{N-1} (U''_i - U_{\text{ном}})$ — сумма разности напряжений в узлах соответственно для исходного и скорректированного режимов.

Выводы

1. Оценивая экономическую эффективность размещения объектов генерации у потребителей (предприятий нефтегазового комплекса), следует сравнивать выгоду от продажи первичных или перерабатываемых энергоресурсов с альтернативным вариантом — использованием энергоресурсов для производства электрической энергии. При проведении анализа все расчеты нужно выполнять с учетом реальных темпов роста цен на разные энергоресурсы.

2. Установка ИМГ при условии, что часть электроэнергии потребитель покупает у внешнего поставщика, дает возможность повысить надежность электроснабжения. Оптимизация выбора места расположения источника генерации позволяет существенно снизить потери мощности и ЭЭ в электрической сети, а также стабилизировать уровни напряжения у потребителей.

Список литературы

1. **Воропай Н. И.** Распределенная генерация в электроэнергетических системах. — Международная научно-практическая конф. “Малая энергетика — 2005”, 2005.
2. **Никищенко Е.** Малая энергетика как победа над тарифом. — Энергетика и ЖКХ, 2012.

3. **Энергетическая** стратегия России на период до 2020 года (Приложение к журналу “Энергетическая политика”). — М.: ГУ ИЭС, 2003.
4. **Ньюшлос Дж., Ряпин И.** Развитие распределенной генерации. — Сколково: Московская школа управления, 2012 (http://energy.skolkovo.ru/upload/medialibrary/5ec/SEneC_Distributed_Generation.pdf).
5. **Обоскалов В. П., Померанец Д. И., Силин А. А.** Учет темпов роста тарифов на энергоносители при оценке эффективности сооружения автономных источников питания. — В кн.: Электроэнергетика глазами молодежи: науч. труды III междунар. научно-технической конф.: сб. статей в 2 т. Екатеринбург: УрФУ, 2012.
6. **Wang Y., Zhang.** Optimal Algorithm of Distribution Network Planning Including Distributed Generation. — DRPT2008 Conference, China, 2008. 08DRPT0755.
7. **Паниковская Т. Ю., Чечушков Д. А.** Оценка эффективности работы установок распределенной генерации. — В кн.: Электроэнергетика глазами молодежи: науч. труды международной научно-технической конф.: сб. статей в 3 т. Самара: СамГТУ, 2011.
8. **Wei X., Yu-hui Zh., Zhu jie-lin.** Energy-efficient Distribution in Smart Grid. — SUPERGEN Conference, Nanjing, China, 2009. S02P0823.
9. **Четыркин Е. М.** Финансовая математика. — М.: Дело, 2005.
10. **Лукутин Б. В.** Возобновляемые источники энергии: Учеб. пособие. — Томск: Изд-во Томского политех. ин-та, 2008.
11. **Бартоломей П. И., Паниковская Т. Ю., Тихонов С. А.** Новые процедуры распределения потерь мощности и электроэнергии. — Изв. вузов. Проблемы энергетики, 2008, № 11 – 12/1.

pti@live.ru

