

Методические подходы к оценке и прогнозированию атмосфероохранных затрат в теплоэнергетике

А. Телиженко

Сумский государственный университет (Сумы, Украина)

Введение

Циклические повышения цен на природный газ, нефть и нефтепродукты повлекли за собой пересмотр энергетической политики во многих странах. В первую очередь была исследована возможность оптимизации структуры топливного обеспечения с учетом ряда политических, экономических, социальных и экологических факторов.

Вместе с тем, при практической реализации, например, угольной стратегии топливообеспечения, возникли серьезные трудности, среди которых наиболее важной оказалась проблема загрязнения окружающей среды, тесно связанная с видом и качеством потребляемого топлива. Наименее разработанной в методическом плане является задача оценки и прогнозирования дополнительных атмосфероохранных затрат, обусловленных изменением структуры потребляемого топлива. Стало очевидным, что переход на угольную концепцию развития теплоэнергетики предполагает необходимость всестороннего анализа динамики эмиссии окислов серы, окислов азота и золы, возможных изменений показателей экономического ущерба, величины платежей за загрязнение окружающей среды, и атмосфероохранных затрат на снижение выбросов дополнительной массы загрязняющих веществ.

1. Оценка капитальных затрат на подавление выбросов сернистого ангидрида.

Размер капитальных затрат на снижение заданного объема выбросов сернистого ангидрида предлагается рассчитывать по формуле:

$$Z_{\kappa(i)}^{SO_2} = k_u \cdot k_i^s \cdot k_i^p \cdot k_i^w (Z_{\kappa(i)}^{np} - k_z Z_{\kappa(i)}^{\bar{o}}) \Delta M, \quad (1)$$

где k_u – коэффициент индексации стоимости оборудования и строительно-монтажных работ (принимается в соответствии с официальными методическими рекомендациями); k_i^s – коэффициент, учитывающий рабочую сернистость сжигаемого топлива на i -ой ТЭС (рассчитывается по формуле (2)); k_i^p – коэффициент, учитывающий установленную мощность i -ой ТЭС (рассчитывается по формуле (3)); k_i^w – корректирующий коэффициент, учитывающий удельный вес угля в общей структуре потребляемого топлива на i -ой ТЭС (принимается по табл. 1); k_z – коэффициент замещения затрат (для теплоэнергетики принимается в интервале – 0,3-0,5 [1, с. 241]); ΔM – требуемая масса снижения выбросов сернистого ангидрида, т; $Z_{\kappa(i)}^{np}, Z_{\kappa(i)}^{\bar{o}}$ – удельные капитальные затраты при проектной и

базовой степени подавления на i -ой ТЭС, соответственно, дол./т SO_2 (рассчитываются отдельно для конкретной ТЭС по зависимостям, представленным в табл. 2).

Основным недостатком исходной информации, которая использовалась нами при определении зависимости удельных капитальных затрат от степени подавления выбросов ($Z_{к(i)}^{np}, Z_{к(i)}^o$), является ее несопоставимость по показателям рабочей сернистости потребляемых углей, мощности ТЭС и степени подавления выбросов. Для приведения информации в сопоставимый вид предлагается “зафиксировать” первые две характеристики – рабочую сернистость и мощность ТЭС и увязать их через соответствующие коэффициенты, зависящие от установленной мощности ТЭС (k_p)¹

$$k_p = 1,65 - P / 2835, \quad (2)$$

и от рабочей сернистости топлива (k_s)

$$k_s = \frac{1}{1,58 - 0,27 \cdot S^p}, \quad (3)$$

где P – установленная мощность ТЭС, МВт; S^p – содержание серы в топливе на рабочую массу, %. (Коэффициенты k_p и k_s рассчитаны при базовых значениях мощности $P_o = 1843$ МВт и сернистости $S_o^p = 2,14\%$. То есть, при базовых значениях установленной мощности и рабочей сернистости коэффициенты k_p и k_s равны единице).

Таблица 1

Значение корректирующего коэффициента в зависимости от структуры потребляемого топлива [1, с. 214]

Удельный вес угля в структуре потребляемого топлива, %	до 20	21-40	41-60	61-80	Свыше 80
Значение корректирующего коэффициента (k_i^v)	0,85	0,88	0,92	0,96	1,0

Следует отметить, что для тепловых электростанций, включенных в табл. 2, значения коэффициентов k_i^s и k_i^p в формуле (1) равны единице. Это обусловлено тем, что показатели рабочей сернистости сжигаемого топлива и установленная мощность ТЭС, учитывались ранее, при определении как базовых значений удельных капитальных затрат (при $E = 80\%$), так и при определении характера функциональных зависимостей затрат. Для тепловых электростанций, не вошедших в табл. 2, рекомендуется принимать обобщенную зависимость удельных капитальных затрат (последняя строка в табл. 2) и рассчитывать соответствующие значения коэффициентов k_i^s и k_i^p .

2. Оценка капитальных затрат на подавление выбросов окислов азота

Капитальные затраты на снижение заданного объема выбросов окислов азота предлагается рассчитывать по формуле:

¹ Методические подходы к расчету коэффициентов были предложены Б.А. Семененко.

$$Z_{\kappa(i)}^{NO_x} = k_u \cdot k_{cm} (Z_{\kappa(i)}^{omn(np)} - k_z Z_{\kappa(i)}^{omn(b)}) \Delta M, \quad (4)$$

где k_{cm} – коэффициент, служащий для перевода относительных единиц удельных капитальных затрат в стоимостное выражение; $Z_{\kappa(i)}^{omn(np)}, Z_{\kappa(i)}^{omn(b)}$ – относительное значение удельных капитальных затрат на подавление выбросов одной тонны окислов азота при проектной и базовой степени подавления на i -ой ТЭС, соответственно, отн.ед./т NO_x (рассчитываются отдельно для конкретной ТЭС по формулам (5)-(7) в зависимости от технологии подавления выбросов); остальные обозначения – аналогичные формуле (1).

На основании обработки данных о работе различных технологических установок химической очистки дымовых газов на зарубежных ТЭС, были получены функции относительного изменения капитальных затрат на подавление выбросов окислов азота:

- некаталитические методы

$$Z_{\kappa}^{omn} = 0,0003896E^2 - 0,027705E + 1,4632, \quad (5)$$

- каталитические методы

$$Z_{\kappa}^{omn} = 0,001818 E^2 - 0,2479 E + 9,5758, \quad (6)$$

- комплексное регулирование выбросов окислов азота путем уменьшения его образования при горении с последующей каталитической доочисткой

$$Z_{\kappa}^{omn} = 0,000974 E^2 - 0,126 E + 4,877, \quad (7)$$

где E – степень подавления выбросов окислов азота, %.

Единичный уровень затрат ($Z_{\kappa}^{omn} = 1$) соответствует 30-процентной степени подавления выбросов окислов азота некаталитическими методами. По нашим оценкам [1, с. 219], стоимостное значение удельных капитальных затрат при базовой степени подавления выбросов $E = 30\%$, соответствует 130 долл./т NO_x .

3. Оценка капитальных затрат на подавление выбросов золы

Приведенные затраты на снижение заданного объема выбросов золы предлагается рассчитывать по формуле:

$$Z_{\kappa(i)}^{зола} = k_u \cdot k_{инт} \cdot k_{пер} (Z_{\kappa(i)}^{np} - k_z Z_{\kappa(i)}^b) \Delta M, \quad (8)$$

где $k_{пер}$ – коэффициент, служащий для перевода удельных приведенных затрат, выраженных в руб./ тыс.м³ в час, в дол./ тыс.м³ в час очищаемых топочных газов (рассчитывается по формуле (10)); $k_{инт}$ – интегральный поправочный коэффициент, учитывающий технологические условия работы пылегазоочистного оборудования, рассчитывается по формуле:

Таблица 2

Удельные капитальные и текущие затраты на подавление выбросов сернистого ангидрида для крупных тепловых электростанций Украины [1, с. 213]

Электростанция	Установленная мощность (P), МВт	Сернистость угля (S^p), %	k_p	k_s	Удельные затраты при базовой 80-процентной степени подавления выбросов SO_2 , долл./т SO_2		Зависимости для прогнозирования удельных капитальных затрат на интервале 15-97,5%
					Капитальные	Текущие	
Ладыжинская	1800	2,84	1,01	1,23	328	58	$3 = 4,418 E^{0,9763}$
Углегорская	3600	2,87	0,38	1,24	865	153	$3 = 11,646 E^{0,9771}$
Запорожская	3600	1,49	0,38	0,85	1250	224	$3 = 16,745 E^{0,978}$
Зуевская	1200	1,54	1,23	0,80	410	73	$3 = 5,523 E^{0,9763}$
Кураховская	1460	1,20	1,14	0,79	448	80	$3 = 6,004 E^{0,9778}$
Бурштынская	2100	2,10	0,91	0,99	448	80	$3 = 6,004 E^{0,9778}$
Луганская	1400	1,07	1,14	0,77	460	82	$3 = 6,237 E^{0,9752}$
Славянская	1440	1,31	1,14	0,82	432	77	$3 = 5,794 E^{0,9776}$
Старобышевская	1750	1,31	1,03	0,82	478	86	$3 = 6,414 E^{0,9774}$
Приднепровская	1740	1,65	1,03	0,88	445	79	$3 = 6,012 E^{0,9759}$
Криворожская	2820	2,07	0,66	1,02	600	107	$3 = 8,044 E^{0,9777}$
Трипольская	1800	1,43	1,02	0,84	471	84	$3 = 6,347 E^{0,9766}$
Змиевская	2190	1,32	0,88	0,82	560	100	$3 = 7,469 E^{0,9794}$
Среднее значение по группе ТЭС	2069	1,70	0,92	0,91	487	86	$3 = 6,564 E^{0,9765}$

$$k_{инт} = k_{ГОВ} \cdot k_{A_p} \cdot k_p, \quad (9)$$

где $k_{ГОВ}$ – коэффициент, учитывающий тип пылегазоочистного оборудования (батареиные циклонные установки – 1,0; мокрые золоуловители с трубой Вентури – 0,57; электрофильтры – 2,4 [1, с. 225]). k_{A_p} – коэффициент, учитывающий рабочую зольность сжигаемого топлива (принимается по табл. 2); k_p – коэффициент, учитывающий мощность пылегазоочистного оборудования (принимается по табл. 3); остальные обозначения – аналогичные формуле (1).

Коэффициент, служащий для перевода удельных приведенных затрат, выраженных в руб./ тыс.м³ в час, в дол./ тыс.м³ в час очищаемых топочных газов предлагается рассчитывать по формуле:

$$k_{пер} = (BH \cdot 1,1)(1+a)^t / [k\$(DM)]_{2000}, \quad (10)$$

где BH – базовое значение удельных капитальных и текущих затрат, руб./т SO_2 ; 1,1 – переводной коэффициент для пересчета базовых значений удельных капитальных и текущих затрат в немецкие марки; $(1+a)^t$ – коэффициент, позволяющий учитывать инфляцию (принят для немецкой марки в среднем 3% в год [2];) t – период дисконтирования ($t = 9 = 2000 - 1991$); $[k\$(DM)]_{2000}$ – курс доллара США по отношению к немецкой марке на конец 2000 г. (принят 2,08).

Таблица 3

Коэффициенты для корректировки удельных приведенных затрат на подавление выбросов золы в зависимости от мощности пылегазоочистных установок

Диапазон мощности пылегазоочистных установок, тыс.м ³ /ч.	Удельные приведенные затраты, руб./кг выброса ($E_{\sigma} = 98,5\%$)	Значение корректирующего коэффициента (k_p)
до 99	2,47	2,2
100-199	1,82	1,63
200-299	1,52	1,36
300-399	1,34	1,17
400-499	1,21	1,1
500-599	1,12	1,0
600-999	0,89	0,8
1000-1999	0,65	0,58
2000-2999	0,54	0,48
свыше 3000	<0,54	0,45

4. Определение степени подавления выбросов

При оценке и прогнозировании затрат на снижение заданного объема выбросов необходимо знать базовую (отнесенную к некоторому базовому периоду), текущую и проектную степень подавления выбросов. Изменение степени

подавления выбросов в течение некоторого периода можно определить по формуле:

$$\frac{\Delta E}{\Delta t} = v \frac{K_t - K_{t-1}}{K_T - K_0}, \quad (11)$$

где K_t – капитальные вложения в атмосфероохранные мероприятия в t -ом году, ден. ед.; K_0 , K_T – капиталовложение в атмосфероохранные мероприятия в некотором базовом (начальном) и конечном году анализируемого периода, ден. ед.; v – коэффициент пропорциональности, характеризующий фактическую технологическую эффективность работы пылегазоочистного оборудования. ($0 \leq v \leq 1$).

Капиталовложения в атмосфероохранные мероприятия, в общем виде, можно определить по формуле:

$$K_t = K_{t-1} + I_t - \delta K_{t-1}, \quad (12)$$

где I_t – реальные инвестиции в атмосфероохранные мероприятия в t -ом году, ден.ед.; δ – норма амортизационных отчислений, доли ед.

Если инвестиции направлены на обновление выбывшего оборудования ($\Delta E = 0$), тогда $I_t = \delta K_{t-1}$.

Суммарное, за период от $t = 1$ до T , изменение степени подавления выбросов можно определить по формуле:

$$\sum_{t=1}^T \frac{\Delta E}{\Delta t} = \frac{V}{K_T - K_0} \sum_{t=1}^T (K_t - K_{t-1}) = V. \quad (13)$$

Таким образом, V представляет собой степень подавления выбросов в некотором плановом году T . Тогда формулу (13) можно записать как:

$$E(T) = E(0) + \sum_{t=1}^T \frac{\Delta E}{\Delta t}, \quad (14)$$

где $E(T)$, $E(0)$ – степень подавления выбросов в плановом и в базовом году, соответственно, доли ед.

Под плановым, следует понимать год, в котором необходимо достичь определенного, заданного нормативными документами, уровня подавления выбросов. Если же известна базовая степень подавления выбросов E_0 и требуемое снижение выбросов ΔM , то проектная степень подавления E_{np} , может быть рассчитана по формуле:

$$E_{np} = \frac{\Delta M(100 - E_{\delta})}{M_{\delta}} + E_{\delta}, \quad (15)$$

где ΔM – требуемое снижение выбросов, т; M_{δ} – существующая (базовая) масса выброса загрязняющих веществ, т; E_{δ} – существующая (базовая) степень подавления выбросов, %.

Формулы (1)-(8) могут применяться для расчета капитальных затрат на снижение заданного объема выбросов SO_2 , NO_x и золы на любой ТЭС. При этом предполагается, что такому расчету предшествовала процедура оптимизации выбора источников подавления выбросов по региону, либо было принято директивное решение о снижении выбросов на конкретной ТЭС.

При первом подходе, то есть при региональной оптимизации подавления выбросов, формулы (1)-(8) могут применяться в случаях, когда на ТЭС уже имеются установки по подавлению выбросов SO_2 , NO_x и золы, а задача формулируется как необходимость дальнейшего снижения загрязнения. Изменение относительного или абсолютного уровня удельных капитальных затрат характеризует, таким образом, тенденцию роста затрат относительно базовой (фактически имеющей место в рассматриваемом регионе) степени подавления. Значение базовой степени подавления теоретически может быть установлено на любом уровне в интервале от 0 до 100%. При этом будет скорректирован только масштаб относительного или абсолютного изменения удельных капитальных вложений.

При втором подходе возможность применения формул (1)-(8) обусловлена следующими посылками. При принятии решения о строительстве конкретной технологической установки, сведения о характере изменения затрат от степени подавления выбросов в интервале от нуля до проектного уровня не имеют принципиального значения. При этом имеет место одномоментный “скачек” затрат до уровня, обусловленного технико-технологическими характеристиками внедряемой установки. То есть, необходимость дальнейшего снижения выбросов на конкретной ТЭС предполагает переход к новой, более прогрессивной технологии с соответствующим ступенчатым изменением уровня удельных затрат.

При оценке и прогнозировании затрат необходимо учитывать еще одну важную особенность всех технологий подавления выбросов золы, окислов серы и азота – наличие так называемого “поля удельных затрат”. Такие различия объясняются вариантностью аппаратного оформления технологических установок и возможностью достижения одинаковой степени подавления при использовании различных технологий. По сути, полученные нами зависимости для оценки затрат от степени подавления выбросов SO_2 , NO_x и золы являются сглаживающими и дают средние значения изменения удельных затрат.

Анализ и прогнозирование атмосфероохранных затрат при изменении структуры топлива, его физических и экономических характеристик имеют свои особенности. При неизменном общем объеме потребления условного топлива для производства планового количества тепловой и электрической энергии может изменяться его структура. Это приводит к изменению удельных выбросов загрязняющих веществ в расчете на одну тонну условного топлива. Для определения удельных выбросов SO_2 и NO_x нами были разработаны специальные номограммы в двух системах: “газ – мазут” и “газ – уголь” [3]. Средневзвешенное значение удельных выбросов загрязняющих веществ (m_i) предлагается рассчитывать по формуле:

$$m_i = \sum_{j=1}^n q_i \eta_j, \quad (16)$$

где q_i – удельные выбросы i -го загрязняющего вещества в расчете на одну тонну условного топлива, т/т.у.т.; η_j – доля j -го топлива в общей структуре потребляемого топлива, доли ед.

5. Пример

Предположим, на Змиевской ГРЭС существующая структура потребляемого топлива: уголь – 68,5%; мазут – 4,1%; газ – 27,4% [4]. Принято решение об изменении структуры топлива: уголь – 75%; мазут – 15%; газ – 10%. Общее количество топлива остается неизменным и составляет 4314 тыс. т.у.т. в год. Необходимо дать прогнозную оценку изменения объема выбросов SO_2 .

Воспользуемся номограммами для экспресс-метода оценки удельных выбросов (тонн SO_2 /т.у.т.) в системе “газ – мазут” (рис. 1 [3]) и “газ – уголь” (рис. 2 [3]). Результаты расчетов представлены в табл. 4.

Таблица 4

Расчетное значение удельных выбросов SO_2 при существующей и проектной структуре топлива

Топливо	Структура потребляемого топлива		Удельные выбросы SO_2 , т/т.у.т.	
	Существующая	Проектная	При существующей структуре топлива	При проектной структуре топлива
Уголь	68,5	75	0,015	0,017
Газ	27,4	10	0,002	0,002
Мазут	4,1	15	0,0023	0,0048

По полученным данным об удельных выбросах SO_2 на тонну условного топлива при сжигании газа, мазута и угля по формуле (16) определяем средневзвешенное по структуре потребляемого топлива значение удельного выброса SO_2 : для существующей структуры топлива – $0,015 \cdot 0,685 + 0,0023 \cdot 0,041 + 0,002 \cdot 0,274 = 0,0121$ тонн SO_2 /т.у.т.; для проектной структуры топлива – $0,017 \cdot 0,75 + 0,0048 \cdot 0,15 + 0,002 \cdot 0,1 = 0,01367$ тонн SO_2 /т.у.т.

С учетом того, что общий объем потребляемого топлива не изменился, выбросы SO_2 составляют: для существующей структуры топлива – $0,0121 \cdot 4314000 = 52199$ т/год; для проектной структуры топлива – $0,01367 \cdot 4314000 = 58972$ т/год.

Предположим, что после соответствующего анализа было принято решение о строительстве установки, позволяющей снизить выбросы SO_2 на 10000 т/год. Выбросы SO_2 при проектной

структуре топлива соответствуют 17-процентному уровню подавления. Необходимо дать прогнозную оценку дополнительных капитальных и текущих затрат.

По формуле (15) определяем требуемую (проектную) степень подавления выбросов SO_2 :

$$E_{np} = \frac{10000 \cdot (100 - 17)}{58972} + 17 = 31,1\% .$$

С использованием зависимостей, представленных в табл. 2, определим удельные капитальные затраты при базовой $Z_k^{(17)} = 7,4693 \cdot 17^{0,9794} = 119,7$ дол./т. и проектной степени $Z_k^{(31,1)} = 7,4693 \cdot 31,1^{0,9794} = 217,8$ дол./т. подавления выбросов SO_2 , соответственно.

По формуле (1) рассчитываем общий объем капитальных затрат, необходимых для реализации проекта. Поскольку в изменившейся структуре потребляемого топлива удельный вес угля остался в одном диапазоне (61-80%), по данным, представленным в табл. 1, принимаем единый корректирующий коэффициент $k_i^w = 0,96$:

$$Z_k = 0,96(217,8 - 0,3 \cdot 119,7) 10000 = 1818899 \text{ дол.}$$

При определении текущих затрат принимаем прямо пропорциональную их зависимость от степени подавления выбросов. Тогда, исходя из данных, представленных в табл. 2, для условий Змиевской ГРЭС текущие затраты при $E_{np} = 31,1\%$ составят 38,8 дол./т. SO_2 или 38800 дол./год.

Выводы

Предложенные методические подходы позволяют получить текущее значение и прогнозную оценку атмосфероохранных затрат на тепловых электростанциях Украины. Они построены на основе функциональных зависимостей затрат от степени подавления выбросов окислов серы, азота и пыли в координатах “степень подавления выбросов – удельные затраты” и позволяют учитывать такие важные факторы как рабочая сернистость потребляемого топлива, мощность пылегазоочистных установок, технологию подавления выбросов, фактический уровень подавления выбросов на конкретной ТЭС и др. Методические подходы базируются на общедоступной статистической информации и позволяют получить более точные оценки атмосфероохранных затрат по сравнению с моделью EFOM-ENV [5].

Литература

1. *Телиженко А.М.* Экономика чистого воздуха: международное управление. – Сумы: ИТД “Университетская книга”, 2001. – 326 с.
2. *Brencke Karl* Wages in East Germany – Adjustment to the West Germany Level Still Far in the Future // *Economic Bulletin*. – 2001. – №7. – p.p. 219-226.
3. *Телиженко А.М., Гливенко С.В.* Эколого-экономическая оценка перехода ТЭС Украины на угольную стратегию развития // *Энергетика: економіка, технології, екологія*. – 2000. – №3. – С. 28-33.
4. *Рублевский Н.Т., Степанов А.Е.* Анализ эффективности использования твердого топлива в энергетике // *Проблемы общей энергетике*. – 2000. – №2. – С. 46-49.
5. *Балацкий О.Ф., Телиженко А.М.* Проблемы применения энергоэмиссионной модели EFOM-ENV в условиях Украины // *Энергетика: економіка, технології, екологія*, – 2000. – №2. – С. 10-13.