

ОТРАСЛЕВЫЕ ПРОБЛЕМЫ

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА АЭС И УГОЛЬНЫХ ТЭС (СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К УСЛОВИЯМ СНГ)*

Новиков В.М., Вальстрем Б., Демин В.Ф.,
Лебедев О.Г., Игнатьев В.В.

(Москва, Вена)

На основе сопоставления стоимостных характеристик электроэнергии, произведенной на современных АЭС и угольных ТЭС с необходимым природоохранным оборудованием, сделан вывод о существовании резерва, который может быть использован для радикального повышения безопасности АЭС, в частности ее устойчивости к тяжелым авариям.

1. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ УГОЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И СТОИМОСТЬ ПРИРОДООХРАННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ

При сжигании органического топлива (уголь, газ, мазут) в топках котлов современных ТЭС образуется значительное количество вредных веществ. В целом на долю ТЭС приходится около 30% "грязных" промышленных выбросов [4]. ТЭС на территории бывшего СССР ежегодно выбрасывают около 6 млн. т золы (35% выбросов всех промышленных предприятий), более 8 млн. т двуокиси серы (44%) и примерно 2 млн. т оксидов азота (60%) [5]. Этот мощный источник загрязнения атмосферы городов и промышленных центров способствует выпадению так называемых кислотных дождей.

В соответствии с обязательствами по международной конвенции о трансграничном переносе воздуха выбросы сернистых соединений на европейской части этой территории должны быть снижены к 1993 г. на 30% по сравнению с 1980 г. [4]. По протоколу от октября 1988 г. подписавшие его страны обязаны заморозить выброс оксидов азота до 1994 г. на уровне 1987 г., а впоследствии сократить его [6]. Государственная программа охраны природы, принятая в бывшем СССР на период до 2005 г., предусматривает примерно двукратное уменьшение выбросов загрязняющих веществ предприятиями Минэнерго [7].

К категории загрязнителей относятся и сточные воды ТЭС, особенно от водоподготовительных установок и гидрозолоудаления. На ТЭС очищается лишь 95–98% сброса.

В 1988 г. СССР в соответствии с монреальским протоколом взял на себя обязательства снизить в течение 10 лет производство озоноразрушающих веществ на 50%. Роль катализатора — разрушителя озона на высотах 15–30 км (слой максимального содержания озона) — играют окислы азота [8, 9]. Подобно CO_2 , они активно способствуют парниковому эффекту. На конференции в Торонто (июнь 1988 г.) был выработан план уменьшения выбросов CO_2 в атмосферу, согласно которому к 2005 г. развитые страны должны сократить эти выбросы еще на 20% [10].

*Исследование выполнено Институтом атомной энергии им. И.В. Курчатова совместно с Международным институтом прикладного системного анализа (Австрия). Цель — анализ эколого-экономических аспектов АЭС и угольных ТЭС в условиях европейской части бывшего СССР [1–3].

В процессе сжигания угля происходит радиоактивное загрязнение окружающей среды (концентрация радионуклидов в золе). Поэтому ТЭС являются более опасным источником облучения населения, проживающего на прилегающих территориях, чем нормально функционирующие АЭС [11]. Средние годовые индивидуальные дозы облучения в районе расположения ТЭС мощностью 1 ГВт(эл) колеблются в пределах 6–60 мкЗв (0,6–6 мбэр), тогда как от выбросов АЭС – от 0,004–0,08 (реакторы ВВЭР) до 0,015–0,13 мкЗв (реакторы РБМК), т.е. более чем на порядок ниже доз от ТЭС, которые составляют 0,3–3% естественного фона [11].

2. СТОИМОСТЬ ОСНОВНЫХ ПРИРОДООХРАННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ТЭС

Обычно под "ущербом от загрязнения" принято понимать те дополнительные затраты и потери, которые возникают в народном хозяйстве (в том числе и у населения) в результате повышения загрязнения окружающей среды. Оценить общий ущерб от выбросов крайне трудно. Например, в [12] такие оценки на 1 т составляют: нетоксичной пыли – 90 руб.; окислов серы – 85 руб., а 1 т оксидов азота в 6–10 раз больше, чем окислов серы. Легко подсчитать, что суммарный ущерб по этим трем компонентам на территории бывшего СССР равен примерно 3 млрд. руб. в год.

Затраты на основное природоохранное оборудование на ТЭС составляют: на сероочистку – до 150 руб/кВт, золоподавление – до 50 руб/кВт, охрану водного бассейна – 20 руб/кВт [13], аммиачно-каталитическую азотоочистку – до 40 руб/кВт [6].

Стоимость самой сероочистки различного типа [7] – от 40 до 100 руб/кВт (эксплуатационные расходы увеличиваются на 10–15%). Стоимость аммиачно-каталитической сероочистки (первые образцы такого типа начали внедрять в 1991 г.) можно оценить применительно к ТЭС с традиционным пылеугольным сжиганием, которые и выбраны за базовый вариант, в 30–40 руб/кВт. Опираясь на данные Минэнерго, допустимо считать, что удельные капитальные затраты будут 200 руб/кВт для угольных ТЭС сегодняшнего дня, 330–500 руб/кВт для угольных ТЭС, оснащенных необходимым природоохранным оборудованием.

В перспективе эти оценки могут измениться из-за освоения более экологически приемлемых методов сжигания угля (использование паровых котлов с топками кипящего слоя и водоугольной суспензии [14]). Они, однако, способны обеспечить снижение выбросов оксидов серы и азота ценой значительного увеличения текущих затрат из-за расхода известняка [15]. А использование водоугольной суспензии, по данным США, требует дополнительных капитальных затрат в 20–50 долл/кВт. При этом мощность и экономичность ТЭС несколько снижается, стоимость электрической энергии растет на 1,1–2,3 цент/(кВт · ч). В 1987 г. стоимость электроэнергии, произведенной на ТЭС в США, составила 2,1 цент/(кВт · ч) [16]. Следовательно, применение водоугольной суспензии приведет к возрастанию стоимости электрической энергии в 1,5–2 раза.

По мнению ряда зарубежных специалистов, до 90% всего объема двуокиси углерода может быть уловлено из дымовых газов с помощью химических абсорбционных процессов. При этом, однако, КПД станции снизится с 40 до 29,3%, а себестоимость производства электроэнергии увеличится примерно на 2/3 [14].

3. УГОЛЬНЫЕ ТЭС И АЭС

Сравнить экономическую эффективность ТЭС и АЭС можно в терминах удельных приведенных затрат, принятых в соответствующих исследованиях для ОЕСД [17]. Эти затраты равны

$$E = \frac{\sum_{t=0}^T [C(t) + m(t) + f(t)](1+p)^{-t}}{\sum_{t=0}^T e(t)(1+p)^{-t}}, \quad (1)$$

Замыкающие затраты на уголь различных областей бывшего СССР, руб/т у.т.

Регионы	Замыкающие затраты
Урал	39
Средняя Волга	45
Центр	50
Ростовская обл., Восточная Украина	55
Западная Украина, Молдова	58
Северо-Западная Россия	51
Центральночерноземный район	51

где T — время жизни станции; t — время ее работы, годы; $e(t)$ — выработка электроэнергии (нетто); C, m, f — соответственно капитальные, эксплуатационные (включая амортизацию) и топливные расходы; p — норматив дисконтирования.

Обычно для расчетов используют более простое выражение, рекомендованное в [18]

$$E_s = p \frac{K}{T_0} + m + f, \quad (2)$$

где K — удельные капитальные затраты, руб/кВт; T_0 — продолжительность эксплуатации станции на полной мощности в течение года, ч; m и f — удельные эксплуатационные и топливные издержки, руб/(кВт · ч). Формулу (1) можно заменить на (2), если $T \rightarrow \infty$; m, f, e — не зависят от t ; $C(t)$ отлично от нуля только при $t = 0$.

С учетом опыта эксплуатации ТЭС и АЭС в бывшем СССР примем в соответствии с [19]

$$m = 0,07 K/T_0 \quad (3)$$

для АЭС,

$$m = 0,01 K/T_0$$

для угольных ТЭС.

Эти же значения были введены в [18] как нормативные. Согласно [3], для АЭС

$$f = 0,3 E_s, \quad (4)$$

для угольных ТЭС

$$f = b \Gamma, \quad (5)$$

где b — удельное потребление топлива; Γ — замыкающая стоимость угля.

Выполним расчеты по (1) с учетом (3)–(5) на основе следующих данных для базисного варианта: T_0 одинаково для ТЭС и АЭС и равно 6500 ч/год; постоянная дисконтирования $p = 0,1$ год⁻¹ одинакова для ТЭС и АЭС (нормативные рекомендации $p = 0,1$ для АЭС и $p = 0,12$ для ТЭС [20] дали бы дополнительное преимущество для АЭС); для АЭС $K = 510$ руб/кВт, включая стоимость первой загрузки в 90 руб/кВт; для ТЭС $K = 200$ руб/кВт без необходимого природоохранного оборудования и $K = 330$ – 350 руб/кВт при его наличии; $b = 336$ г/(кВт · ч) для эквивалентного топлива, $\Gamma = 39$, до 58 руб. за т у.т. (табл. 1); $T = 30$ лет для обоих типов электростанций.

Результаты расчетов приведены в табл. 2.

Значение $p = 0,12$ в 2 раза больше принятого в [17] для ТЭС стран Западной Европы. Резонно допустить, что переход государств СНГ к рыночной экономике снизит значение p до этого уровня.

Усовершенствования ядерных реакторов (отжиг корпусов и т.д.) позволяют надеяться, что время жизни АЭС можно продлить до 50 лет. Но для учета возможной ненадежности природоохранного оборудования следует обратить внимание и на $T = 25$ годам.

Регионы	Угольные ТЭС						Топлив- ные зат- раты
	Капитальные затраты			Эксплуатационные и амортизационные затраты			
	К, руб/кВт			К, руб/кВт			
	200	300	500	200	330	500	
Урал	0,33	0,54	0,81	0,31	0,51	0,77	1,31
Средняя Волга	0,33	0,54	0,81	0,31	0,51	0,77	1,51
Центр	0,33	0,54	0,81	0,31	0,51	0,77	1,68
Ростовская обл., Восточная Украина	0,33	0,54	0,81	0,31	0,51	0,77	1,85
Западная Украина, Молдова	0,33	0,54	0,81	0,31	0,51	0,77	1,95
Северо-Западная Россия	0,33	0,54	0,81	0,31	0,51	0,77	1,7
Центральночерноземный район	0,33	0,54	0,81	0,31	0,51	0,77	1,7

Учесть время строительства ТЭС и АЭС можно, заменив в (2) K на

$$\sum_{t=0}^{T_c} \frac{dK}{dt} (1+p)^t, \quad (6)$$

где T_c — время строительства.

Аналогично оно принимается во внимание и в (1). Разумеется, для АЭС такая замена не имеет места для слагаемого, ответственного за первую загрузку (рисунок). Конкретные расчеты проводились для $dK/dt = \text{const}$. В результате определяется верхнее значение приведенных затрат, так как dK/dt — монотонно растущая функция с малым пиком в конце строительства.

Для ТЭС T_c равно 4–5 лет, для АЭС — 5–6 лет.

Результаты расчетов, часть из которых дана в табл. 2, 3, позволяют сделать следующие выводы:

АЭС и угольные ТЭС обладают одинаковой экономической эффективностью на Урале и Средней Волге, но в западных районах территории бывшего СССР АЭС имеют примерно 20%-ное преимущество по приведенным затратам;

сравнение АЭС и ТЭС с необходимым природоохранным оборудованием дает первым преимущество в экономичности в 15–40% для района Урала и 35–60% — для западных районов;

разница приведенных затрат может рассматриваться как резерв для природоохранных мероприятий и повышения безопасности АЭС. В табл. 4 показаны верхние пределы допустимых капитальных затрат на АЭС нового поколения, получаемые из условия равной экономичности с угольными ТЭС, для которых $K = 330$ руб/кВт;

полученные результаты хорошо коррелируют с аналогичными цифрами для стран ОЕСД [17]. Например, отношение приведенных затрат для угольных ТЭС и АЭС составляет 1,22 (Франция); 1,42 (Бельгия); 1,11 (Япония) при $p = 0,1$ и $T = 30$;

увеличение срока службы станций с 30 до 50 лет дает дополнительное преимущество для АЭС в 1–2%;

результаты довольно чувствительны к значению норматива дисконтирования: если он возрастает до $p = 0,12$, отношение приведенных затрат для ТЭС и АЭС сокращается на 5%; если $p = 0,05$, это отношение увеличивается на 10–12% (по-видимому, переход к рыночной экономике дает дополнительный шанс для АЭС);

дисконтирование затрат за время строительства работает в пользу ТЭС. Для ТЭС

(скорость дисконтирования $p=0,1/\text{год}$; срок службы 30 лет), коп/ (кВт · ч)

Угольные ТЭС			АЭС				Отношение угольных ТЭС к АЭС		
Полные затраты			Капитальные затраты	Эксплуатационные и амортизационные затраты	Топливные затраты	Полные затраты	K, руб/кВт		
K, руб/кВт							200	330	500
200	300	500							
1,95	2,36	2,89	0,83	0,55	0,64	2,02	0,97	1,17	1,44
2,15	2,56	3,09	0,83	0,55	0,64	2,02	1,07	1,27	1,54
2,32	2,73	3,26	0,83	0,55	0,64	2,02	1,15	1,36	1,63
2,49	2,90	3,43	0,83	0,55	0,64	2,02	1,24	1,45	1,71
2,59	3,0	3,53	0,83	0,55	0,64	2,02	1,29	1,50	1,77
2,34	2,75	3,28	0,83	0,55	0,64	2,02	1,16	1,37	1,64
2,34	2,75	3,28	0,83	0,55	0,64	2,02	1,16	1,37	1,64

$T_c = 5$ указанное отношение уменьшается на 3%. Разница в строительстве (4 года для ТЭС и 6 лет для АЭС) дает ТЭС преимущество в 3–4%.

Полученные результаты могут послужить для предварительной оценки экономической эффективности проектов АЭС с безопасными реакторами нового поколения.

4. ЗАТРАТЫ НА ЗАЩИТУ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ НОРМАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС И СИСТЕМЫ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА (ЯТЦ)

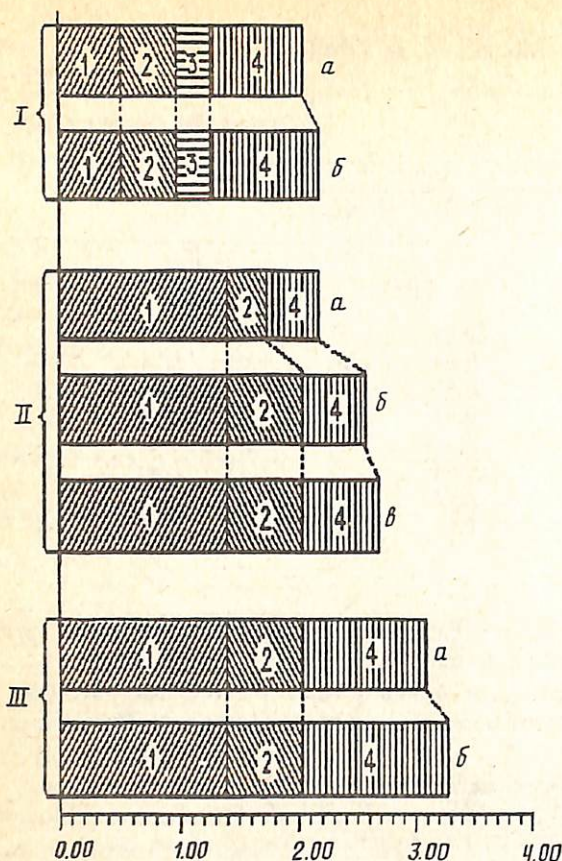
Предшествующий анализ показал, что у существующих АЭС имеется экономический резерв, который может быть использован для повышения безопасности и защиты окружающей среды (БЗОС).

Попытаемся оценить экономику БЗОС в рамках действующей нормативной документации для современных АЭС с реакторами типа водо-водяной энергетический (ВВЭР) и реактор большой мощности канальный (РБМК) и открытого ЯТЦ (без переработки выгоревшего ядерного топлива).

На всех стадиях ЯТЦ, включая производство энергии на АЭС, расходуются природные ресурсы, что необходимо учитывать при расчете стоимости вырабатываемой энергии. К этим ресурсам следует отнести земельные площади, воду, различные материалы, а также тепловую и электрическую энергию (переработанные ресурсы — продукты промышленного производства). Кроме того, при нормальной эксплуатации предприятий ЯЭ они показывают отрицательное воздействие на биосферу. Это обусловлено поступлением в окружающую среду вредных химических и радиоактивных веществ, сбросного тепла, водяного пара и капельной влаги. Все это ухудшает условия размножения, нагула и зимовки рыб в водоеме-охладителе, вызывает механическое травмирование рыб и других гидробионтов в системах охлаждения и водозаборных сооружениях.

Отчуждаемые земли делятся на две группы: постоянно и временно занятые. Большая часть временно отчужденных территорий выходит из сельскохозяйственного производства более чем на 30 лет, что превышает нормативный срок окупаемости ($\tau_z = 1/E = 10$ лет). Следовательно, стоимость рекультивированных и возвращаемых хозяйству земель в отдаленном будущем, приведенная к моменту пуска предприятия, близка к нулю. Такие земли с позиции их экономической оценки можно условно отнести к группе постоянно занятых.

Вода, идущая на охлаждение тех или иных установок ЯЭ, возвращается обратно



Удельные приведенные затраты, коп/(кВт · ч): I – АЭС: *a* – базовый вариант (б.в.), *б* – б.в. + учет времени строительства; II – ТЭС: *a* – базовый вариант (Куд = 200 руб/кВт), *б* – б.в. + предохранительное оборудование (п.о.) (Куд = 330 руб/кВт), *в* – б.в. + п.о. + учет времени строительства; III – ТЭС: *a* – базовый вариант + п.о. (Куд = 500 руб/кВт), *б* – б.в. + п.о. + учет времени строительства. Составляющие: 1 – топливная; 2 – эксплуатационная; 3 – первая нагрузка; 4 – капитальная

в водоем. Ее качество за счет загрязнения ухудшается. Это будет учтено далее. Расчет затрат на безвозвратные расходы воды и ее использования возможен согласно рекомендациям бывшего Госкомцен СССР.

Прямое топливное воздействие ЯЭ на флору и фауну водоема-охладителя при соблюдении действующих нормативов незначительно. Ущерб Y состоит из двух частей

$$Y = Y_1 + Y_2, \quad (7)$$

где Y_1 – ущерб вследствие гибели рыбы; Y_2 – ущерб от потери ее потомства.

В случае осуществления каких-либо мероприятий по рыбозащите вместо Y – следует использовать обобщенные затраты Z

$$Z = EK + Z_c + Y_{\text{ост}}, \quad (8)$$

где K , Z_c – капитальные и текущие затраты на рыбозащиту, $Y_{\text{ост}}$ – остаточный ущерб. Рыбозащитные мероприятия эффективны, если $(EK + Z_c) < \Delta Y$; ΔY – уменьшение ущерба $\Delta Y = Y - Y_{\text{ост}}$ за счет проведенных мероприятий по рыбозащите. В этом случае $Z < Y$.

Ущерб от выброса влаги в атмосферу надо рассматривать как обобщенные затраты Z , рассчитываемые по (8), где K , Z – капитальные и текущие затраты на защиту; $Y_{\text{ост}}$ – остаточный ущерб от рассматриваемого фактора; $Y_{\text{ост}} = Y_1 + Y_2$, причем Y_1 – ущерб от обледенения дорог, строений, линий электропередач и т.п.; Y_2 – социальный ущерб, вызванный ухудшением условий жизни людей.

Экономический ущерб от химического загрязнения биосферы в первом приближении определяется так: $Y = Y_a + Y_b$, где Y – суммарный ущерб; Y_a (Y_b) – ущерб от загрязнения атмосферы (водяной среды); $Y_a = \gamma_a \sigma f M_a$, $Y_b = \gamma_b \sigma_k M_b$, где $\gamma_a = 2,4$ руб/т у.т. – нормировочная константа; σ – показатель, характеризующий относительную опасность

загрязнения атмосферы в зависимости от типа территории; σ_k — константа, зависящая от типа водоема; f — коэффициент, учитывающий рассеяние примеси в атмосфере; $M_a(M_b)$ — приведенная масса годового выброса загрязнителя из источника в атмосферу (водную среду); $M_\xi = \sum_{i=1}^N A_i^{(\xi)} m_i^{(\xi)}$, где $\xi = a, b$; $A_i^{(\xi)}$ — показатель агрессивности

примеси вида i ; $m_i^{(\xi)}$ — масса годового выброса в атмосферу или водную среду, т/год; N — общее количество вредных примесей.

Для оценки ущерба, связанного с воздействием на здоровье населения в результате радиоактивного загрязнения биосферы, используем эффективную эквивалентную дозу S_E [18]. Если она известна, то ущерб G в потерянных человеко-днях выражается простой формулой: $G = g S_E$.

Понятие социально-экономического ущерба определяется как $Y = \alpha G$, где α — цена радиационного ущерба, руб/(чел · бэр), состоящая из двух компонент: $\alpha = \alpha_0 + \alpha_c$, где α_0 — объективная, α_c — субъективная цена ущерба. Величина α_0 характеризует прямой экономический ущерб для общества в результате смерти или заболевания человека как производителя национального продукта. В среднем $\alpha_0 = 5-10$ руб/(чел · бэр) [20]; α_c (или социальная компонента) отражает субъективное отношение человека к риску. Ее значение намного больше, чем α_0 . Рекомендуется использовать: $\alpha_c = 200$ руб/(чел · бэр) [21] и $\alpha = 210$ руб/(чел · бэр). Суммирование разновременных ущербов следует производить с учетом функции дисконтирования.

Сводные данные, приведенные к текущему году работы АЭС и нормированные на единицу производимой электроэнергии, об обобщенных затратах (затраты + ущерб) на производство электроэнергии в ЯТЦ представлены в табл. 5. Пересчет капитальных затрат K в текущие осуществляется по формуле $Z = pK$. Многие составляющие обобщенных затрат существенно зависят от места расположения предприятия, способа сброса тепла и т.п., чем объясняется большой разброс их значений. Таковы, например, затраты на изъятие земель, забор воды и др.

Максимальный приведенный ущерб в результате воздействия на флору и фауну водоема-охладителя получен на основе результатов исследований по Ленинградской АЭС. Представительные данные по ущербу от туманообразования в настоящее время получить невозможно из-за отсутствия исходных экономических оценок. Предельное значение ущерба определено для исключительно неудачного выбора места Калининской АЭС с переселением жителей близлежащих поселков (10–20 тыс. человек). В качестве представительного значения уместно взять $Z = 0$.

Сравнивая данные табл. 5, можно сделать вывод, что учет экологических факторов на стадиях ЯТЦ ведет к увеличению приведенных затрат производства электроэнергии на 2 ÷ 20% в зависимости от способа охлаждения конденсаторов турбин АЭС (минимальная оценка соответствует охлаждению с помощью градирен, а максимальная — с помощью прудов-охладителей). Это соответствует удачному выбору для АЭС (в отсутствие ущерба от туманообразования).

5. ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ РИСК ПРЕДПРИЯТИЙ ВНЕРЕАКТОРНОЙ ЧАСТИ ЯТЦ

В отличие от ТЭС АЭС и обслуживающие ее предприятия ЯТЦ в штатном режиме почти не выбрасывают вредных веществ. Однако в аварийных ситуациях выбросы радиоактивных элементов могут оказать такое же вредное воздействие или даже больше, чем выбросы ТЭС за длительное время. Возможны лишь вероятностные оценки риска на АЭС и предприятиях ЯТЦ. Результатом должно быть, так же как и в случае с ТЭС, определение стоимости мер, снижающих вероятность аварии.

Оценки такого рода использованы в [2] для определения границ конкурентоспособности АЭС повышенной безопасности. Предполагалось [19], что вся работа в этом направлении должна быть сосредоточена на самих АЭС и возможность экологической катастрофы от предприятий ЯТЦ не превышает 1% риска для самой АЭС. Однако ради-

Регион	Отношение угольных ТЭС к АЭС		
	$K = 200 \text{ руб/кВт}$		
	$(T_{\text{ТЭС}}/T_{\text{АЭС}}) \cdot r$		
	0/0	5/5	4/6
Урал	0,97	0,93	0,91
Средняя Волга	1,06	1,02	1,0
Центр	1,15	1,10	1,07
Ростовская обл., Восточная Украина	1,23	1,18	1,15
Западная Украина, Молдова	1,28	1,23	1,20
Северо-Западная Россия	1,16	1,11	1,08
Центральночерноземный район	1,16	1,11	1,08

кальное повышение безопасности АЭС может привести к тому, что вероятность катастрофы от предприятий ЯТЦ станет сравнимой с риском от АЭС.

Работу энергетических ядерных реакторов обеспечивает сеть промышленных предприятий, включающая урановые рудники, заводы для получения уранового концентрата, заводы изотопного обогащения урана, автоматизированные предприятия для изготовления ядерного топлива. Они образуют так называемую головную часть ЯТЦ. Замыкающая ее часть имеет дело с топливом, выгруженным из реактора после кампании. После приреакторной выдержки контролируемое хранение отработанного топлива продолжается в течение 40–60 лет.

В такой структуре существует риск возникновения аварии в результате как внутренних причин (нарушение технологического режима, неисправность оборудования), так и внешнего воздействия (диверсия, падение самолета и т.п.). При добыче урана открытым способом внешнее воздействие может вызвать образование аэрозолей, содержащих природные радионуклиды. Авария вследствие внутренних причин на заводе обогащения урана весьма мало вероятна. Если предположить, что весь гексафторид урана в результате внешнего воздействия высвободился из баллонов, то концентрация урана (в аэрозольной форме) в воздушном бассейне в радиусе 10 км вокруг предприятия может составить от 10^3 до 10^5 ПДК. Такую ситуацию можно предотвратить, если предусмотреть защиту (мощное железобетонное перекрытие и т.п.).

Оценка риска транспортировки облученного топлива учитывает вероятность транспортного инцидента и масштаб его последствий. Во время транспортировки облученное топливо попадает в ведомства, не всегда компетентные в вопросах обращения с радиоактивными материалами. Возможны и трагические случаи, как железнодорожные катастрофы в Арзамасе (1988 г.) и Башкирии (1989 г.). Контейнеры для перевозки облученного топлива созданы с учетом таких обстоятельств. Опасность может представлять только инцидент исключительной силы (скорость при ударе более 110 км/ч, пожар продолжительностью более 1 ч). Если допустить, что по маршруту протяженностью 5 тыс. км проходит два контейнера в сутки (это соответствует запланированной на период после 2010 г. мощности ядерной энергетики бывшего СССР 100 ГВт), то вероятность исключительного инцидента не чаще, чем один раз за 1 млн. лет (см. [22]). Локальная (на площади с радиусом 100 км) коллективная доза вследствие подобного инцидента составляет $0,4 \cdot 10^{-11}$ чел. · бэр/ГВт(эл).

Автономное временное хранилище — место, где скапливается большая масса (до 3 тыс. т) облученного топлива. Проектные и конструктивные решения должны обеспе-

приведенных затрат для базового варианта

Отношение угольных ТЭС к АЭС					
$K = 330 \text{ руб/кВт}$			$K = 500 \text{ руб/кВт}$		
$(T_{\text{ТЭС}}/T_{\text{АЭС}}), \text{ г}$					
0/0	5/5	4/6	0/0	5/5	4/6
1,17	1,14	1,11	1,43	1,42	1,37
1,27	1,24	1,20	1,53	1,51	1,46
1,36	1,32	1,28	1,61	1,59	1,54
1,44	1,39	1,36	1,70	1,67	1,62
1,49	1,44	1,40	1,75	1,72	1,66
1,36	1,32	1,29	1,62	1,60	1,55
1,36	1,32	1,29	1,62	1,60	1,55

чить ему необходимую безопасность. При воздействии же внешних факторов (падение самолета, бомбардировка) загрязнение внешней среды может оказаться столь значительным, что вызовет неотложную эвакуацию населения. Удачным является шведское хранилище CLAB, расположенное в скале на глубине 30 м [23].

Химическая переработка топлива проектируется также, исходя из условий внутренней (прежде всего нейтронной) безопасности. Первые заводы сооружались в спешке для оборонных целей и скорее всего этим объясняется взрыв в Кыштыме в 1957 г. с выбросом продуктов деления [21]. Источник повышенного риска сейчас — емкости для хранения жидких высокоактивных отходов (несколько тысяч кубометров). Суммарная активность хранящегося раствора составляет 10^7 – 10^9 Ки.

Если на такое хранилище упадет авиалайнер или произойдет диверсия, выброс радиоактивных веществ в воздушный бассейн может приблизиться к кыштымскому ($2 \cdot 10^6$ Ки) и Чернобыльскому ($5 \cdot 10^7$ Ки). Предотвратить такую катастрофу можно, если соорудить емкости на достаточно большой глубине.

Представляется обоснованной следующая шкала для качественной оценки степени риска при аварии, в результате которой нуклеиды могут попасть в биосферу: 1) низкая — выброс радионуклеидов приближается к уровню радиационного фона; 2) средняя — излучение несущественно превышает радиационный фон — беспокойство населения; 3) высокая — радиация очень сильно превышает радиационный фон и необходима эвакуация населения.

В соответствии с этой шкалой экологический риск при авариях в разных звеньях ЯТЦ может оцениваться согласно данным табл. 6.

Приближенно сооружение дополнительной защиты на отдельных участках предприятия приведет к его удорожанию на 10–20%. Защита может потребоваться на заводах по обогащению урана, фабрикации кассет и переработке облученного топлива. Стоимость трех указанных компонент достигает 60% всей стоимости предприятий ЯТЦ. Если предположить, что капитальные затраты составляют половину стоимости технологической стадии, то добавочная защита приведет к увеличению общей стоимости ЯТЦ на $(10-20) \cdot 0,6 \cdot 0,5 = 6-9\%$. Поскольку вклад ЯТЦ в стоимость выработанной электроэнергии — примерно одна треть, указанные меры вызовут удорожание электроэнергии на 2–3%.

Таблица 4

Верхний допустимый уровень капитальных затрат на АЭС
(равная экономичность АЭС и угольной ТЭС)

Регионы	К для АЭС, руб/кВт
Урал	580
Средняя Волга	630
Ростовская обл., Восточная Украина	710
Западная Украина, Молдова	735
Северо-Западная Россия	680
Центральночерноземный район	680

Таблица 5

Приведенные затраты на безопасность, защиту окружающей среды
для различных стадий ЯТЦ, 10^3 руб/ (МВт (эл.) · год)

Вид затрат (ущерба)	Начальная стадия ЯТЦ	АЭС	Завершающая стадия ЯТЦ	Весь ЯТЦ
Расход ресурсов				
земля	0,5 ÷ 6	1 ÷ 20	$10^{-3} \div 10^{-2}$	2 ÷ 25
вода	0,03 ÷ 0,1	0,3 ÷ 6	—	0,3 ÷ 6
Воздействие на окружающую среду				
химические загрязнения	$10^{-3} \div 10^{-2}$	—	—	$10^{-3} \div 10^{-2}$ (0,5)
туманообразование	—	0 ÷ 20	—	0 ÷ 20
потеря рыбной продукции	—	0 ÷ 20	—	0 ÷ 20
радиоактивные загрязнения	0,006	0,06	—	0,06
Сумма	0,5 ÷ 6	3 ÷ 30*	0,01	4 ÷ 40

*На реакторной стадии ЯТЦ сделан корректный учет совместных ущербов от туманообразования и расходов природных ресурсов.

Таблица 6

Предполагаемая степень риска в результате аварии на предприятиях ЯТЦ

Предприятие	Степень риска аварии	
	внутренней	внешней
Открытая добыча урана	Низкая	Средняя
Добыча урана в шахте	Очень низкая	Низкая
Подземное выщелачивание	То же	Очень низкая
Гидрометаллургия	"	Низкая
Изотопное обогащение	Низкая	Средняя — высокая
Изготовление кассет с обогащенным ураном	То же	Средняя
Изготовление кассет с уран-плутониевым топливом	"	Средняя — высокая
Транспортировка отработавших кассет	Очень низкая	Низкая
Приповерхностное хранение кассет вдали от АЭС	Низкая	Средняя
Подземное хранение кассет	"	Низкая
Химическая регенерация облученного топлива	Низкая — средняя	Средняя — высокая
Приповерхностное хранение кондиционированных отходов	Очень низкая	Очень низкая
Подземное хранение кондиционированных отходов	То же	Очень низкая

После аварии на Чернобыльской АЭС общественность чрезвычайно настороженно и скептически воспринимает любую информацию, которая может быть расценена как пропаганда АЭС. Но в последние годы резко обозначилась озабоченность экологической ситуацией и от использования органического топлива на ТЭС. В этих условиях АЭС нового поколения имеют шансы стать социально приемлемыми. Однако ясно, что стоимость их выше стоимости эксплуатируемых станций.

Возникает вопрос, какова максимально приемлемая плата за достижение нового уровня безопасности АЭС. Сравнение АЭС с экологически усовершенствованными угольными ТЭС показывает, что для европейской части бывшего СССР резерв существует и оценивается в 40–50% капитальной составляющей станций с реакторами типа ВВЭР. Этот резерв может быть потрачен на повышение безопасности самих АЭС и всех предприятий вне реакторной части ЯТЦ. Достаточно ли этого, чтобы достичь новых качественных рубежей безопасности АЭС? Ответ может дать только технико-экономический анализ конкретных проектов новых АЭС.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Novikov V.M., Ponomarev-Stepnoi N.N., Slesarev J.S.* Lange Accident and Demandes to Safer NPP of New Generation // *Proceedings of a Conference Held at IASA on "Policy Responses to Large Accidents"*. 1989. 16–18. Jan.
2. *Новиков В.М., Слесарев И.С., Алексеев П.Н. и др.* Ядерные реакторы повышенной безопасности (анализ концептуальных проектов). М.: Энергоатомиздат, 1991.
3. *Новиков В.М., Крылов Д.А.* О границах конкурентоспособности АЭС повышенной безопасности // *Атом. энергия*. 1990. Т. 68, Вып. 4.
4. *Авдакушин А.Б., Буренков Д.К.* Перспективы разработки отечественных установок для улавливания серы из газовых выбросов угольных электростанций // *Энерг. стр-во*. 1989. № 9.
5. *Соколовский В.Г., Ганеев В.В.* Экологически безопасные угольные электростанции для будущего электроэнергетики // *Теплоэнергетика*. 1989. № 8.
6. *Сигал И.Я.* Пути уменьшения выбросов окислов азота с ТЭС // *Теплоэнергетика*. 1989. № 3.
7. Проблемы охраны воздушного бассейна от выбросов с ТЭС // *Электрические станции*. 1989. № 1.
8. *Карол И.Л.* Настоящее и будущее озонового слоя // *Природа*. 1989. № 9.
9. *Котляр В.П.* Новый аспект проблемы загрязнения атмосферы выбросами угольных станций // *Теплоэнергетика*. 1989. № 3.
10. Парниковый эффект и ядерная энергетика // *Пром. энергетика*. 1989. № 10.
11. *Антонов В.П.* Уроки Чернобыля: радиация, жизнь, здоровье, Киев: Знание, 1989.
12. Национальная экономика СССР и энергетическая индустрия, М.: Высш. шк., 1986.
13. *Семенов А.Н.* Перспективы развития электроэнергетики // *Энерг. стр-во*. 1990. № 1.
14. *Вольфберг Д.Б., Троицкий А.А.* Основные результаты 14-го Мирового энергетического конгресса // *Теплоэнергетика*. 1990. № 2.
15. *Стырикович М.А., Бесчинский А.А.* 13-й Мировой энергетический конгресс и энергетическая ситуация в мире // *Теплоэнергетика*. 1987. № 3.
16. *Ольховский Г.Г., Горин В.И.* Состояние и перспективы развития тепловых электростанций // *Теплоэнергетика*. 1990. № 2.
17. *Projected Costs of Generating Electricity from Power Stations for Commissioning in the Period 1995–2000.* OECD. P., 1989.
18. *Bykov A.A., Demin F.V.* Criteria and Indices of NPP Safety Analysis. Y.V. Kurchatov IAE // *Proceedings of IASA Conference "Policy Responses to Large Accidents"*. 1989. Jan. 16–18.
19. *Kessler G.* Nuclear Fission Reactors. Potential Role and Risks of Converters and Breeders. Wien; New York, 1983.
20. *Легасов В.А., Демин В.Ф.* Экономика безопасности ядерной энергетики: Препринт № 4072/3, М.: ИАЭ, 1984.
21. *Никифелов Б.В., Романов Г.Н., Булдаков Л.А.* Об аварии на Южном Урале 29 сентября 1957 г. // Информационный бюллетень. М.: ЦНИИАтоминформ, 1990.
22. *Shappert L.B., Brobst W.A., Langhaur J.W., Sisler J.A.* Probability and Consequences of Transportation Accidents Involving Radioactive-Material Shipments in the Nuclear Fuel Cycle // *Nucl. Safety*. 1973. V. 14. № 6.
23. *Vogt J., Gustafsson B., Carlsson G.* Experience of Design and Operation of the Swedish Central Storage Facility for Spent Fuel. CLAB Int. Seminar on Spent Fuel Storage. Vienna, 1990. 8–12 Oct.