

# АНАЛИЗ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТОПЛИВНЫХ ЦИКЛОВ ДЛЯ РЕАКТОРОВ ВВЭР

**О.Г. Герасимчук\*, В.И. Орлов\*\*, В.Ф. Украинцев\*\*\***

*\* - Концерн «Росэнергоатом», г. Москва*

*\*\* - Всероссийский научно-исследовательский институт по эксплуатации атомных электростанций (ВНИИАЭС), г. Москва*

*\*\*\* - Обнинский институт атомной энергетики, г. Обнинск*



Получены и проанализированы зависимости основных экономических характеристик (себестоимости электроэнергии и совокупной экономической прибыли при производстве электроэнергии на реакторах ВВЭР) от обогащения топлива, количества загружаемых ТВС, длительности кампании и КИУМ с учетом изменения структуры затрат. На их основе сделаны прогнозы по внедрению на АЭС с ВВЭР оптимальных топливных циклов повышенной длительности.

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время на АЭС с реакторами ВВЭР в России заканчивается этап опытной эксплуатации нового экспериментального топлива, готовится его серийное производство. Это топливо позволяет реализовать топливные циклы повышенной длительности; для реакторов ВВЭР-1000 это означает 4-5-летний цикл. Новые тепловыделяющие сборки (ТВС) имеют отличия в конструкции: циркониевые дистанционирующие решетки (ДР) и направляющие каналы (НК), центральное отверстие в таблетке диаметром 1.5 мм и др. По сравнению с серийными такие ТВС имеют улучшенные эксплуатационные характеристики и характеристики безопасности, но в данной работе мы сконцентрируем внимание на анализе экономических аспектов топливных циклов с этими ТВС.

Наиболее объективными критериями, позволяющими сравнивать различные топливные циклы и выбирать из них оптимальные, с учетом длительности проведения планово-предупредительных ремонтов (ППР), структуры затрат на производство электроэнергии и количества произведенной электроэнергии являются себестоимость электроэнергии (стоимость выработки единицы электроэнергии) и совокупная экономическая прибыль (валовой доход минус валовые издержки) [1-3].

Цель настоящей работы - определение оптимальных (с экономической точки зрения) топливных циклов путем их сравнения между собой по этим наиболее объективным показателям.

Поскольку указанные экономические показатели зависят от очень многих параметров, меняющихся во времени, и для их получения используются упрощенные модели, не позволяющие определить их точные значения, то в данной работе не опре-

© О.Г. Герасимчук, В.И. Орлов, В.Ф. Украинцев, 2002

деляются абсолютные числовые значения экономических показателей. Однако мы можем достаточно точно (в меру точности знания значений стоимостных параметров) провести сравнение различных топливных циклов на основе относительных величин, нормированных на некоторую «базовую», и спрогнозировать такие оптимальные топливные циклы, которые позволяют выработать стратегию топливоиспользования на энергоблоках с реакторами ВВЭР.

Топливные циклы с увеличенной длительностью кампании могут отличаться от топливных циклов с «традиционной» длительностью кампании как структурой затрат, так и длительностью проведения ППР, поэтому эти факторы необходимо учитывать.

Разделим структуру затрат, куда входит много статей расходов, на четыре части (доли):

- $S_m$  – затраты на закупку свежего топлива;
- $S_o$  – затраты на вывоз отработанного ядерного топлива;
- $S_p$  – затраты на проведение планово-предупредительных ремонтов (ППР);
- $S_n$  – постоянная составляющая эксплуатационных расходов энергоблока в год.

Первые две составляющие являются переменными и зависят как от стоимости загружаемых ТВС, так и от стоимости вывоза отработанных ТВС. К последней (постоянной) составляющей отнесены все постоянные затраты (отчисления), которые вынуждена делать АЭС, даже если нет выработки энергоблоком электроэнергии (затраты на оплату труда, амортизацию основных фондов, отчисления в отраслевые фонды, оплата налогов и т.д.).

Наиболее сложной (с точки зрения того как с ней работать и куда ее относить) является составляющая затрат, связанная с ремонтом, т.к. в этой составляющей есть и закупка нового оборудования и деталей, и оплата труда ремонтного персонала, поэтому она выделяется в отдельную статью затрат.

Рассмотрим для некоторого варианта  $k$ -того топливного цикла суммарные затраты за одну кампанию; их можно записать в виде

$$S_k = S_m^k + S_o^k + S_p^k + S_n^k, \quad (1)$$

а удельные затраты (себестоимость электроэнергии на 1 кВт·ч, нетто)

$$C_k = \frac{S_m^k + S_o^k + S_p^k + S_n^k}{W_{эл}^k} = C_m^k + C_o^k + C_p^k + C_n^k, \quad (1')$$

где  $W_{эл}^k$  – выработка электроэнергии за кампанию в  $k$ -ом варианте топливного цикла. Рассмотрим более подробно каждую составляющую.

Первые две составляющие – топливная составляющая себестоимости электроэнергии (ТСС) и удельные затраты на вывоз отработанного топлива рассматривались в [4] для различных топливных циклов. Данные составляющие были получены в относительных единицах, т.е. нормированы на значения  $C_m^0$  в базовом варианте.

Удельные затраты на вывоз отработанного топлива зависят только от количества вывозимых ТВС и выработанной электроэнергии.

Удельная постоянная составляющая эксплуатационных расходов,  $C_n^k$  для  $k$ -го варианта топливного цикла за кампанию определяется по формуле

$$C_n^k = \frac{S_n^k}{W_{эл}^k} = \frac{S_n}{365} (T^k + T_n^k) \cdot \frac{1}{W_{эл}^k}, \quad (2)$$

где 365 – число дней в году,  $T^k$  – длительность кампании  $k$ -го топливного цикла,  $T_n^k$  – длительность проведения ППР в  $k$ -ом топливном цикле.

Постоянная составляющая эксплуатационных расходов  $S_n^k$  пропорциональна сумме длительностей  $T^k$  и  $T_n^k$ .

Возьмем некоторый вариант за базовый и сравнивать будем относительные удельные затраты, т.е. отнесенные к удельным затратам в базовом варианте. Кроме того, введем базовую длительность проведения ППР  $T_n^b$ , тогда (2) запишется в виде

$$C_n^k = \frac{C_n^b (T^k + T_n^k) \cdot T^b}{(T^b + T_n^b) \cdot T^k}, \quad (3)$$

где  $T^b$  - длительность кампании базового варианта,  $C_n^b$  - удельные постоянные эксплуатационные расходы в базовом варианте, отн.ед.

Для удельных относительных затрат, связанных с ремонтом энергоблока (проведением ППР), рассмотрим две основные зависимости.

1). Первая зависимость основана на предположении, что затраты на проведение ремонта  $S_p^k$  не зависят от длительности топливного цикла, но зависят от длительности проведения ППР, тогда удельные относительные затраты на ремонт для  $k$ -го варианта топливного цикла определяются по формуле

$$C_p^k = \frac{C_p^b \cdot T_n^k \cdot T^b}{T_n^b \cdot T^k}, \quad (4)$$

где  $C_p^b$  - базовые удельные затраты на ремонт, отн.ед.

Таким образом, удельные затраты на ремонт обратно пропорциональны длительности кампании рассматриваемого  $k$ -го варианта топливного цикла и прямо пропорциональны длительности проведения ППР  $k$ -го варианта.

2). Вторая зависимость, как и в случае  $C_n^k$ , основана на предположении, что затраты на ремонт  $S_p^k$  прямо пропорциональны сумме длительности кампании и длительности проведения ремонта, тогда удельные относительные затраты на ремонт определяются по формуле

$$C_p^k = \frac{C_p^b \cdot (T^k + T_n^k) \cdot T^b}{(T^b + T_n^b) \cdot T^k}. \quad (5)$$

Таким образом, определим относительную составляющую себестоимости электроэнергии для различных топливных циклов.

Из экономической теории известно, что производитель стремится к максимуму совокупной прибыли, а не к максимуму прибыли на единицу продукции; в нашем случае это значит, что топливный цикл, имеющий большую себестоимость, может дать и большую совокупную прибыль, чем топливный цикл, имеющий меньшую себестоимость, за счет большей выработки электроэнергии.

Пусть  $TR$  - некоторый средний тариф (выраженный в относительных единицах  $C_0$ ) на выработанную единицу электроэнергии, тогда для  $k$ -го варианта топливного цикла

$TR \cdot \sum_A W_{эл}^k$  - валовый доход (суммирование за промежуток времени  $A$ ),

$C_k \cdot \sum_A W_{эл}^k$  - валовые издержки,

$$P_K = (TR - C_K) \cdot \sum_A W_{эл}^K - \text{совокупная экономическая прибыль.}$$

Сделаем предположение, достаточно точное для большого интервала времени  $A$  (например, 30 лет), что все топливные циклы заканчиваются одновременно в конце

интервала  $A$ , тогда для базового варианта  $\sum_A W_{эл}^{\delta} = W_{эл}^{\delta} \cdot \frac{A}{T^{\delta} + T_n^{\delta}}$ , а для  $k$ -го варианта

$\sum_A W_{эл}^K = W_{эл}^K \cdot \frac{A}{T^K + T_n^K}$ , где  $T^K$  и  $T^{\delta}$  - длительности  $k$ -ого и базового циклов;  $T_n^K$  и  $T_n^{\delta}$  - длительности ремонтов  $k$ -ого и базового циклов соответственно.

Относительная совокупная прибыль

$$P_K = \frac{p_K}{P_{\delta}} = \frac{TR - C_K}{TR - C_{\delta}} \cdot \frac{T^K}{T^{\delta}} \cdot \frac{(T^{\delta} + T_n^{\delta})}{(T^K + T_n^K)} \quad (6)$$

Формула (6) позволяет определить относительную прибыль для различных топливных циклов.

Итак, рассчитаем и проанализируем зависимости относительной себестоимости электроэнергии и относительной совокупной экономической прибыли для различных топливных циклов в зависимости от обогащения топлива, количества загружаемых ТВС, длительности кампании и КИУМ с учетом изменения структуры затрат и длительности ППР и на их основе выскажем предположения по конструированию оптимальных топливных циклов АЭС с ВВЭР.

Проведем анализ эффективности топливных циклов для реакторов ВВЭР-1000. Мы рассматриваем ТВС, используя ряд обогащений топлива от 3.7% до 5.7%, а количество загружаемых ТВС в интервале от 37 до 84 с шагом 6 ТВС.

Для расчетов стоимости ТВС в данной работе использовались их относительные стоимости в зависимости от обогащения. В качестве базового (реперного) варианта

Таблица 1

**Основные экономические характеристики топливных циклов ВВЭР-1000**

Номера вариантов	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Количество загружаемых ТВС, шт.	37	37	43	43	<b>49</b>	49	49	55	55	61	61	67	67	73	73
Среднее обогащение загружаемого топлива, %	4.09	5.24	4.12	5.28	<b>3.72</b>	4.10	5.25	4.12	5.28	4.10	5.26	4.11	5.24	4.16	5.10
Длительность кампании, эфф.сут.	253	324	287	367	<b>287</b>	316	407	349	447	373	479	400	513	433	531
КИУМ, %	79.6	83.4	81.6	85.1	<b>81.6</b>	83.0	86.4	84.4	87.5	85.3	88.2	86.2	88.9	87.1	89.3
Топливная составляющая себестоимости $C_{т, \text{отн.ед.}}$	0.243	0.232	0.251	0.240	<b>0.263</b>	0.259	0.245	0.264	0.252	0.273	0.260	0.280	0.266	0.284	0.273
Удельные затраты на вывоз отработанного топлива $C_{\text{о, отн.ед.}}$	0.040	0.031	0.041	0.032	<b>0.046</b>	0.042	0.033	0.043	0.034	0.044	0.035	0.046	0.035	0.046	0.037
Удельные постоянные затраты $C_{\text{р, отн.ед.}}$	0.432	0.412	0.422	0.405	<b>0.421</b>	0.414	0.398	0.408	0.393	0.403	0.390	0.399	0.386	0.395	0.385
Удельные затраты на ремонт, $C_{\text{р, отн.ед.}}$	0.308	0.240	0.273	0.214	<b>0.270</b>	0.247	0.192	0.225	0.176	0.209	0.163	0.196	0.152	0.180	0.147

мы использовали расчеты топливной составляющей себестоимости электроэнергии (ТСС) в цикле с обогащением загружаемого топлива 3.72%, количеством загружаемых ТВС- 49, длительностью кампании - 287 эфф. суток.

Мы получили зависимости себестоимости электроэнергии от обогащения загружаемого топлива и количества загружаемых ТВС. В качестве базовой длительности ППР принята величина  $T_n^{\delta} = 67$  суток.

Рассмотрим зависимости характеристик при  $T_n^k = T_n^{\delta}$ , т.е. при неизменной длительности ППР. При представлении данных мы будем отмечать способ оценки относительной составляющей затрат на ремонт для различных топливных циклов.

Полученные характеристики топливных циклов повышенной длительности в зависимости от обогащения топлива, количества загружаемых ТВС и их составляющие приведены в табл.1. Все они были получены в относительных единицах, т.е. нормированы на ее значения в базовом варианте, который отмечен жирным шрифтом (№5).

Рассмотрим и проанализируем зависимости себестоимости электроэнергии для различных топливных циклов.

На рис. 1-2 представлены зависимости себестоимости электроэнергии от обогащения топлива при разном количестве загружаемых ТВС для постоянных затрат на

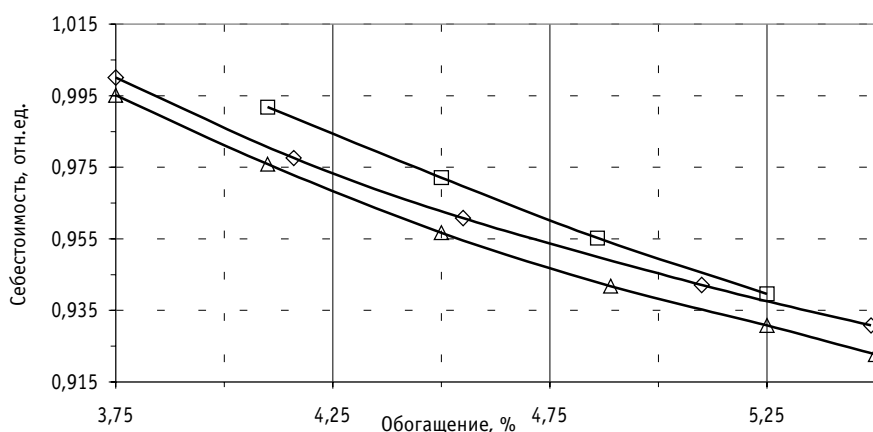


Рис. 1. Зависимость себестоимости электроэнергии от обогащения топлива для разного количества ТВС ( $C_p^k$  определяются по формуле (5),  $T_n=67$  сут): количество загружаемых ТВС ♦ 73; △ 55; □ 37

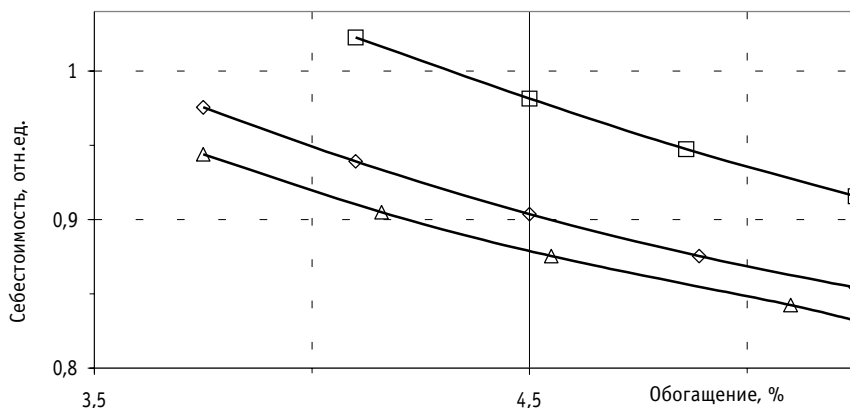


Рис. 2. Зависимость себестоимости электроэнергии от обогащения топлива для разного количества ТВС ( $C_p^k$  определяются по формуле (4),  $T_n=67$  сут): количество загружаемых ТВС □ 37; ♦ 55; △ 73

ремонт и для затрат, пропорциональных длительности цикла. Видно, что при росте обогащения топлива от 3.75 до 5.0% себестоимость электроэнергии уменьшается на 10% при постоянных затратах на ремонт  $C_p^k$  (рис.2) и на 5-6%, если затраты на ремонт  $C_p^k$  пропорциональны длительности цикла (рис.1), причем темп снижения себестоимости падает по мере увеличения обогащения топлива.

Таким образом, в зависимости от изменения удельных затрат на ремонт (т.е. от вклада затрат на ремонт в себестоимость), себестоимость электроэнергии при увеличении обогащения уменьшается на 5-10%.

На рис.3 представлены зависимости себестоимости электроэнергии от количества загружаемых ТВС при фиксированном обогащении.

Из анализа зависимостей, представленных на рис.1-3 следует, что происходит снижение себестоимости по мере увеличения обогащения топлива и числа загружаемых ТВС.

Себестоимость электроэнергии с ростом обогащения от 3.75 до 5.0% уменьшается на 10% при постоянных затратах на ремонт и на 5-6%, если затраты на ремонт пропорциональны длительности топливного цикла. При увеличении числа загружаемых ТВС от 37 до 55 шт. (но не более 73) себестоимость практически не изменяется, а увеличение себестоимости происходит только при загрузке более 73 ТВС.

Особо отметим, что при любом формировании топливных загрузок большой длительности необходимо безусловное выполнение требований ядерной безопасности.

Теперь проанализируем зависимости себестоимости электроэнергии от обогащения загружаемого топлива и количества загружаемых ТВС при изменении длительности ППР.

Ясно, что увеличение длительности ППР всегда увеличивает себестоимость электроэнергии. Например, при увеличении длительности ППР от 67 до 97 суток себестоимость растет на 3-6% во всем диапазоне изменения обогащения и количества загружаемых ТВС.

Из наших оценок можно определить как «съедается» выигрыш в себестоимости от увеличения обогащения при увеличении длительности ППР.

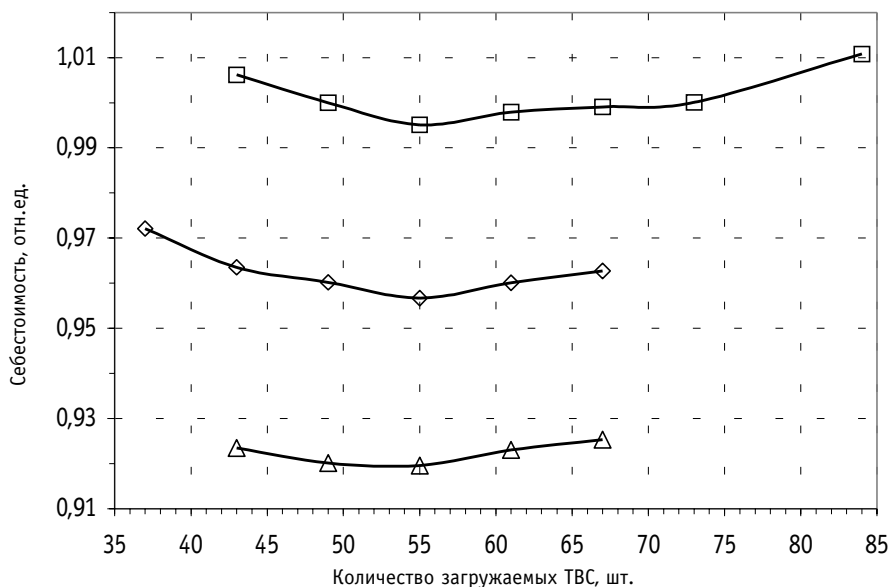


Рис. 3. Зависимость себестоимости электроэнергии от количества загружаемых ТВС для разного обогащения ( $T_n=67$  суток):  $\square$  3,75%;  $\diamond$  4,50%;  $\triangle$  5,65%

Способ формирования топливных циклов большой длительности (например, на сколько увеличить обогащение ТВС или количество загружаемых ТВС при переходе к 18-месячному топливному циклу.) на конкретных энергоблоках можно уточнить и конкретизировать после уточнения зависимости абсолютной стоимости ТВС от обогащения и после уточнения зависимости затрат на ремонт от длительности топливного цикла. Следовательно, необходимо определить

- достаточно точную зависимость реальной абсолютной стоимости ТВС от обогащения;
- как возрастут затраты на проведение ремонта и какая доля из них является постоянной, а какая переменной;
- на сколько возрастет длительность проведения ППР.

Проведем теперь сравнение топливных циклов по совокупной прибыли для случая, когда затраты на ремонт пропорциональны сумме  $T^k + T_n^k$ . Примем, что тариф на энергию на 15% больше себестоимости базового варианта.

Ясно, что зависимости относительной прибыли от обогащения, количества загружаемых ТВС, длительности кампании и КИУМ являются почти зеркальным отражением подобных зависимостей для себестоимости.

Для анализа возьмем базовый вариант, длительность которого около 290 суток, и сравним его с вариантом длительностью около 390 суток при  $T_n^k = T_n^6 = 67$  суток. Их себестоимости практически одинаковы, а прибыль во втором варианте на 4% больше, чем в базовом. Отметим, однако, что это имеет место только в случае малых отличий себестоимостей топливных циклов при их большой разнице в длительности, в противном случае выигрыш не наблюдается.

Из рис. 4 видно, что прибыль всегда возрастает с ростом обогащения и уменьшается при увеличении длительности ремонта.

На рис.5 приведена прибыль для разного количества загружаемых ТВС для обогащения 3.75%. Видно, что она примерно постоянна в интервале загружаемых ТВС 55-75; при большем или меньшем их числе она снижается.

В заключение работы отметим влияние на экономику топливного цикла продле-

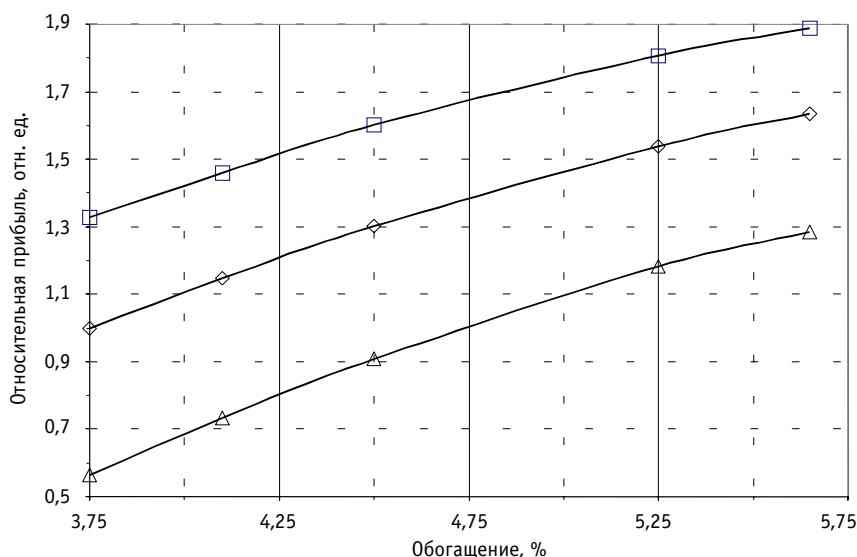


Рис. 4. Зависимость прибыли от обогащения топлива при разных длительностях ППР (загружаются 49 ТВС,  $C_p^k$  определяются по формуле (5)): □ 47 сут; ◇ 67 сут; △ 97 сут

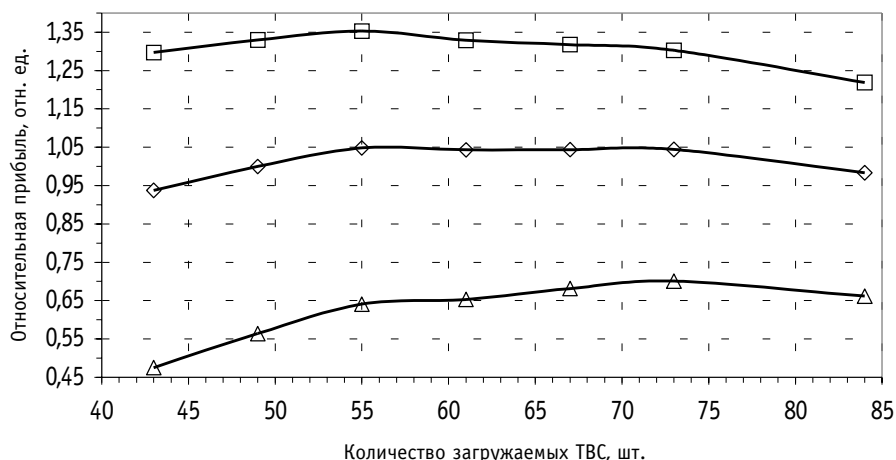


Рис.5. Зависимость прибыли от количества загружаемых ТВС при разных длительностях ППР (обогащение 3.75%,  $C_p^k$  определяются по формуле (5)): □ 47 сут; ◇ 67 сут; △ 97 сут

ния работы на мощностном эффекте реактивности. Приведем оценку для базового варианта при неизменной длительности ППР и при постоянных затратах на ремонт.

Работа в каждую кампанию на мощностном эффекте реактивности в течение 30 эфф.суток при снижении мощности до 70% от номинальной увеличивает длительность каждой кампании на 13 эфф.суток или на 18 календарных суток.

Расчет дает следующие результаты по сравнению с базовым вариантом:

- топливная составляющая себестоимости уменьшается на 4%;
- удельные затраты на вывоз отработанного топлива также уменьшается на 4%, однако их вклад в себестоимость значительно меньше;
- удельные затраты на ремонт уменьшаются на 4%;
- удельные постоянные затраты увеличиваются на 0.6%, однако их вклад в себестоимость раза в 2 больше, чем ТСС.

В результате получаем уменьшение в относительной себестоимости около 2%, а увеличение в относительной прибыли около 4% при относительном тарифе 1.5 (при небольшом тарифе, например, 1.15 увеличение относительной прибыли будет большее, т.к. сама прибыль для базового варианта будет меньшей). Отметим, что КИУМ при этом уменьшается на 0.5%.

Из данного анализа следует, что работа на мощностном эффекте реактивности выгодна, несмотря на незначительное снижение КИУМ, т.к. АЭС получает большую прибыль, поэтому в дальнейшем целесообразно рассмотреть (технически и экономически) возможность работы на мощностном эффекте реактивности в течение 50-60 суток.

## ВЫВОДЫ

1. Из приведенных результатов следует, что при формировании топливных грузов большой длительности за счет увеличения обогащения топлива и увеличения количества загружаемых ТВС происходит значительное увеличение топливной составляющей себестоимости электроэнергии за счет увеличения числа загружаемых ТВС и незначительное ее снижение за счет увеличения обогащения ТВС.

2. КИУМ растет с увеличением обогащения топлива и количества загружаемых ТВС; при этом темп роста КИУМ замедляется с увеличением обогащения и количества загружаемых ТВС.



3. При увеличении обогащения ТВС от 3.8 до 5.0% себестоимость электроэнергии уменьшается на 5%. При увеличении числа загружаемых ТВС от 55 до 73 штук себестоимость практически не изменяется (изменение менее 1%), увеличение себестоимости происходит лишь при загрузке менее 55 ТВС и более 73 ТВС (если затраты на ремонт прямо пропорциональны длительности топливного цикла, а длительность ППР не изменяется). В этом случае сначала целесообразно определить максимально возможное обогащение (по соображениям безопасности оно должно быть не выше 5%), а затем количество загружаемых ТВС из диапазона 55-73.

Анализ становится более сложным, если длительность проведения ППР увеличивается при увеличении длительности кампании топливного цикла.

4. Если затраты на ремонт пропорциональны сумме длительности кампании и длительности ППР, то, например, при переходе от топливного цикла с обогащением 3.8% и загрузкой 49 ТВС к топливному циклу с обогащением 4.5% и загрузкой 73 ТВС получаемое снижение себестоимости за счет увеличения обогащения в 4% (в этом диапазоне изменения загружаемых ТВС себестоимость практически не изменяется от количества загружаемых ТВС) «съедается» при увеличении длительности ППР с 67 до 100 суток.

### **Литература**

1. *Синев Н.М.* Экономика атомной энергетики - М.: Энергоатомиздат, 1987.
2. *Маргулова Т.Х.* Экономичность и безопасность атомных электростанций. - М.: Высшая школа, 1984.
3. *Шевелев Я.В., Клименко А.В.* Эффективная экономика ядерного топливно-энергетического комплекса. - М.: РГТУ, 1996. - 734 с.
4. *Орлов В.И., Маханько А.С. и др.* Повышение КИУМ и эффективность топливоиспользования на АЭС с ВВЭР: Межд. научн.-техн. конф. «Безопасность и эффективность атомной энергетики». - М.: ВНИИАЭС, «Машмир», 2002. - С. 56-57.

Поступила в редакцию 7.08.2002

Issues on ecology with large-capacity production of motor fuels from coal and heavy petroleum residues were discussed. In Russia an efficient universal technology has been developed for coal reprocessing into motor fuel by hydrogenation under low hydrogen pressure of 6-10 MPa, instead of 20-30 MPa in foreign processes. The most significant increase in efficiency of coal reprocessing can be achieved with the use of highly reliable, environmentally safe nuclear reactors of BN type as part of industrial complex for power supply and intensification of technological process of synthetic liquid fuel production. This will allow to improve sharply ecological situation in mining areas and coal reprocessing sites.

**УДК 574.4.631**

*Ecological risk assessment. 2. Estimation of exposition at definition of risk in agrosphere* \E.S. Fesenko, B.I. Synzynys; Editorial board of Journal "Izvestia visshikh uchebnikh zavedeniy, Yadernaya energetika" (Communications of Higher Schools. Nuclear Power Engineering) – Obninsk, 2002. – 11 pages, 1 table. – References, 10 titles.

In this article are considered the general principles of an estimation of exposition of animals and plants at hit in ecosystems of chemical substances or radionuclides.

The main ways and points of influence of chemical or radioactive substances in agrosphere, ways of distribution of chemical and radioactive substances, a route of influence are described.

**УДК 621.039.54**

*The analysis of the VVER reactor characteristics for prolonged duration fuel cycles* \O.G. Gerasimchuk, V.I. Orlov, V.F. Ukraintsev; Editorial board of Journal "Izvestia visshikh uchebnikh zavedeniy, Yadernaya energetika" (Communications of Higher Schools. Nuclear Power Engineering) – Obninsk, 2002. – 7 pages, 1 table, 3 illustrations. – References, 2 titles.

Loading factors and characteristics of fuel using were derived and analyzed in fuel cycles of prolonged duration such as fuel campaign duration; burn up; natural uranium expenditure; specific portion of electricity cost price in dependency of fuel enrichment and quantity of loaded fuel assemblies.

**УДК 621.039.54**

*The analysis and prediction of the VVER reactors fuel cycle economical characteristics* \O.G. Gerasimchuk, V.I. Orlov, V.F. Ukraintsev; Editorial board of Journal "Izvestia visshikh uchebnikh zavedeniy, Yadernaya energetika" (Communications of Higher Schools. Nuclear Power Engineering) – Obninsk, 2002. – 9 pages, 1 table, 5 illustrations. – References, 4 titles.

The main economical characteristics of fuel cycle are derived and analyzed such as: the prime cost of electricity and cumulative economical profit while producing electricity on the VVER reactors depending on enrichment of fuel, number of loading fuel assemblies, duration of campaign and loading factor, and with account of modification of costs structures. On their basis the forecasts on an intrusion of optimum fuel cycles of prolong duration for the VVER reactor are made.