

Оценка сценариев развития ядерной генерации Украины после 2030 года

На основании прогнозных данных по производству и потреблению электроэнергии в Украине и с использованием предоставленного в рамках сотрудничества с МАГАТЭ кода моделирования MESSAGE даны оценки структуры производства электроэнергии для различных сценариев развития ядерной генерации Украины до 2100 года. Выполнены оценки перспектив дальнейшего развития ядерной генерации на основе открытого ядерно-топливного цикла (ЯТЦ) и усовершенствованных легководных реакторных установок (РУ), проанализировано развитие ядерной генерации в случае внедрения частично-замкнутого и замкнутого ЯТЦ с введением в эксплуатацию тяжеловодных РУ типа CANDU и реакторов на быстрых нейтронах. Для различных вариантов ЯТЦ получены прогнозныи оценки по динамике ввода в эксплуатацию новых мощностей РУ, накоплению отработанного ядерного топлива (ОЯТ) и продуктов его переработки. Выполнен сравнительный анализ перспектив развития до 2100 года открытого ЯТЦ Украины в случае накопления (концепция «отложенного решения») и переработки ОЯТ. Разработана модель энергетической системы Украины для кода МАГАТЭ MESSAGE.

Ключевые слова: ядерно-топливный цикл, моделирование, производство и потребление электроэнергии.

М. І. Власенко, О. В. Годун, В. М. Кир'янчук

Оцінка сценаріїв розвитку ядерної генерації України після 2030 року

На підставі прогнозних даних з виробництва та споживання електроенергії в Україні та з використанням наданого у рамках співробітництва з МАГАТЭ коду моделювання MESSAGE проведено оцінки структури виробництва електроенергії для різних сценаріїв розвитку ядерної генерації України до 2100 року. Виконано оцінки перспектив подальшого розвитку ядерної генерації на основі відкритого ядерно-паливного циклу (ЯПЦ) та удосконалених легководних реакторних установок (РУ), проведено аналіз можливого розвитку ядерної генерації у разі впровадження частково-замкнутого та замкнутого ЯПЦ з введенням в експлуатацію важководних РУ типу CANDU та реакторів на швидких нейтронах. Для різних варіантів ЯПЦ отримано прогнозні оцінки з динаміки введення в експлуатацію нових потужностей РУ, накопичення відпрацьованого ядерного палива (ВЯП) та продуктів його переробки. Виконано порівняльний аналіз перспектив розвитку до 2100 року відкритого ядерно-паливного циклу України у разі накопичення (концепція «відкладеного рішення») та переробки ВЯП. Розроблено модель енергетичної системи України для коду МАГАТЭ MESSAGE.

Ключові слова: ядерно-паливний цикл, моделювання, виробництво та споживання електроенергії.

© Н. И. Власенко, О. В. Годун, В. Н. Кирьянчук, 2014

Развитие ядерной энергетики в Украине нуждается в предметном изучении. Обновленная энергетическая стратегия Украины до 2030 года уточнила ранее возможный сценарий на уровне строительства двух энергоблоков до 2020 года и трех до 2030 года.

Не вызывает сомнений необходимость поддержания украинской ядерной генерации в виде строительства замещающих мощностей. Вызывает сомнение возможность сохранить существующую долю АЭС в производстве электроэнергии после 2030 года в условиях нарастающего давления со стороны других видов генерации электроэнергии.

Экономическая привлекательность стала весомым фактором развития ядерной энергетики, когда определена достаточность углеводородных ресурсов и реализуются эволюционные решения по повышению технико-экономических параметров ТЭС. В условиях Украины, обладающей значительными запасами угля и урана, оценка перспектив развития ядерной генерации с учетом разветвления в средней и долгосрочной перспективе других видов генерирующих мощностей — нетривиальная задача со многими неизвестными, и вопрос ресурсного обеспечения уже не является первостепенным.

В рамках проекта МАГАТЭ INPRO (International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles) сделана попытка исследования развития ядерной генерации Украины после 2030 года на основе различных топливных циклов. Оценки проведены с использованием оптимизационного кода МАГАТЭ MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts) [1].

Код MESSAGE используется для построения крупномасштабной динамической системно-инженерной модели энергетической системы и последующего оптимизационного анализа. MESSAGE позволяет определить оптимальную стратегию развития энергосистемы с учетом определенных пользователем ограничений (величины инвестиций, степени проникновения новых технологий на рынок, наличия топлива и т. д.).

В целях настоящего исследования сформулированы основные возможные варианты ЯТЦ Украины после 2030 года:

открытый ЯТЦ с усовершенствованными легководными РУ с электрической мощностью до 1200 МВт. Срок эксплуатации уже действующих блоков принят равным 45 годам (проектный срок эксплуатации 30 лет гарантированно будет продлен на 10 лет, на последующие 10 лет консервативно предполагается вероятность продления 50 %). Энергоблоки Хмельницкой АЭС №№ 3 и 4 будут введены в эксплуатацию в 2018 и 2020 годах, соответственно. Срок их эксплуатации составит 60 лет. Ввод усовершенствованных РУ предполагается после 2020 года (с повышенным выгоранием урана до 60 ГВт·сут/т при обогащении топлива до 4,95 %). Предусматривается долгосрочное хранение и, как вариант, геологическое захоронение отработанных тепловыделяющих сборок (ОТВС). Как вариант, рассматривается переработка отработанного топлива легководных РУ с возвратом в Украину продуктов переработки без их дальнейшего использования;

частично-замкнутый ЯТЦ на основе легководных РУ с MOX-топливом, тяжеловодных РУ типа CANDU на регенерате урана (ReU) (предусмотрена переработка ОЯТ легководных РУ с дальнейшим использованием ценных продуктов переработки);

замкнутый ЯТЦ на базе быстрых РУ на MOX-топливе.

Для всех сценариев запасы природного урана Украины в соответствии с данными МАГАТЭ приняты в размере более 477 тыс. т [2].

Таблица 1. Техничко-экономические параметры реакторов и элементов ЯТЦ

Параметр	ВВЭР-1000	ВВЭР-1200	LWR (MOX)	HWR (ReU)	FR БН-1200
Тепловая мощность РУ, МВт	3000	3200	3200	2064	2900
Электрическая мощность РУ, МВт	1000	1120	1120	728	1200
КПД, %	33	35	35	35,3	42.068
КИУМ, %	78	90	90	90	90
Среднее обогащение топлива, %	4,7	4,7	7 (Pu)	0,9	18,2 (Pu)
Среднее по ТВС выгорание, ГВт·сут/т	60	60	60	13	113
Первая загрузка, т (ТМ)	71,13	71,13	17,78 (MOX) 53,35 (UOX)	88	Общая / Pu 41,5 / 7,802
Ежегодная перегрузка, т (ТМ)	19,62	19,62	3,93 (MOX) 11,78 (UOX)	52,113	Общая / Pu 8,05 / 1,513
Удельные капитальные затраты на строительство, USD/кВт	3400	5000	5000	4000	6000
Постоянные затраты, USD/кВт	55,0	69,3	55,0	55,0	69,3
Переменные затраты, USD/(МВт·ч)	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Срок эксплуатации АЭС, лет	50	60	60	35	60
Срок строительства АЭС, лет	6	6	6	5	6
Стоимость фабрикации свежего ядерного топлива (СЯТ), USD/кг ТМ	300	300	1500	200	2400
Стоимость захоронения ОЯТ, USD/кг ТМ	600	600	600	600	—
Стоимость переработки отработанного ядерного топлива, USD/кг ТМ	2000	2000	2000	—	2200
Стоимость захоронения продуктов переработки ОЯТ (FPr), USD/кг ТМ	300	300	300	—	300
Стоимость захоронения минорных актинидов (MAc), USD/кг ТМ	10 000	10 000	10 000	—	10 000

Основные технико-экономические данные различных реакторов и соответствующих ЯТЦ, принятых к рассмотрению в настоящем исследовании, приведены в табл. 1. Стоимостные показатели для переработки, фабрикации MOX-топлива, хранения и захоронения минорных актинидов приведены с учетом данных [3–5] по отношению к эквиваленту массы продукта, выраженному в килограммах тяжелого металла (ТМ).

Оценка развития генерирующих мощностей определяется прогнозами потребления электроэнергии на исследуемый период. Оценка потребления проведена Институтом экономики и прогнозирования Национальной академии наук Украины. В качестве исходных данных для Украины прогноз производства электроэнергии к 2100 году оценен на уровне 340 ГВт·ч [6].

При реализации в Украине *открытого ЯТЦ* доля ядерной генерации в производстве электроэнергии будет падать в период 2040–2050 годов до 40 % (рис. 1) по причине постепенного вывода из эксплуатации старых РУ и принятого в модели экономически обоснованного ограничения на ввод новых мощностей на уровне 1 ГВт/год. Ввод в эксплуатацию после 2030 года энергоблоков с улучшенными технико-экономическими характеристиками

позволяет повысить долю ядерной генерации до 50 % только с 2060 года. В Объединенной энергетической системе (ОЭС) Украины будет наблюдаться сохранение значительной доли угольной генерации (более 42 %) и незначительное присутствие гидро-, солнечной и ветровой генерации суммарно не более 10 % в производстве электроэнергии.

Сохранение существующего уровня производства электроэнергии на АЭС потребует ввести в эксплуатацию 7 ГВт электрических мощностей в период с 2030 по 2040 год, что накладывает непомерную финансовую нагрузку на экономику страны (рис. 2). Поэтому нужно либо рассматривать вопрос оптимизации финансовых затрат на ввод новых мощностей путем увеличения числа вводимых энергоблоков до 2030 года, либо пересматривать концепцию продления срока эксплуатации действующих РУ с ранжированием срока продления от 10 до 20 лет для каждого блока исходя из реального состояния основного оборудования, прогнозных оценок промышленного развития региона размещения АЭС, перспектив производства необходимого оборудования в Украине.

При прогнозируемых темпах накопления ОЯТ исчерпание проектного объема централизованного хранилища отработанного ядерного топлива (ЦХОЯТ) — 5650 т ТМ — в случае

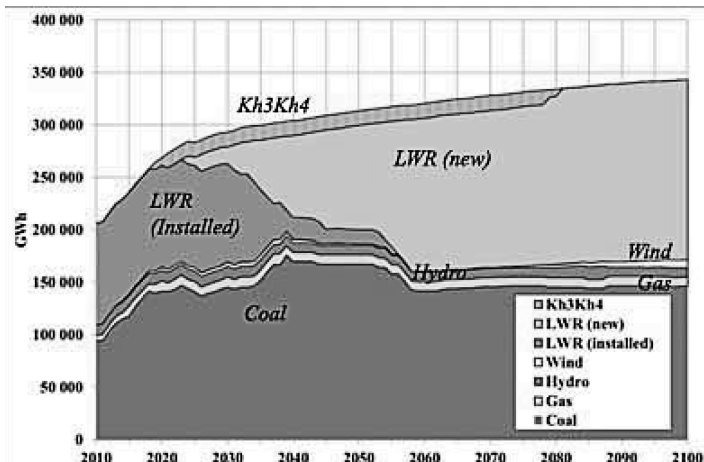


Рис. 1. Открытый ЯТЦ без переработки ОЯТ. Прогнозные оценки распределения производства электроэнергии в ОЭС Украины до 2100 года

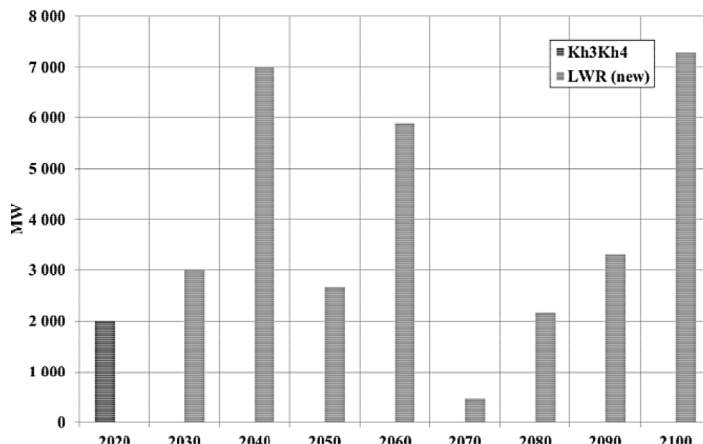


Рис. 2. Открытый ЯТЦ без переработки ОЯТ. Прогнозная динамика ввода новых мощностей АЭС в Украине до 2100 года

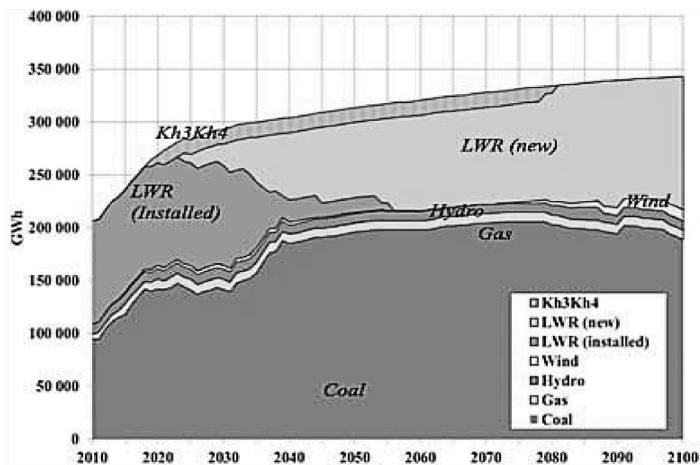


Рис. 3. Открытый ЯТЦ с переработкой ОЯТ. Прогнозные оценки распределения производства электроэнергии в ОЭС Украины до 2100 года

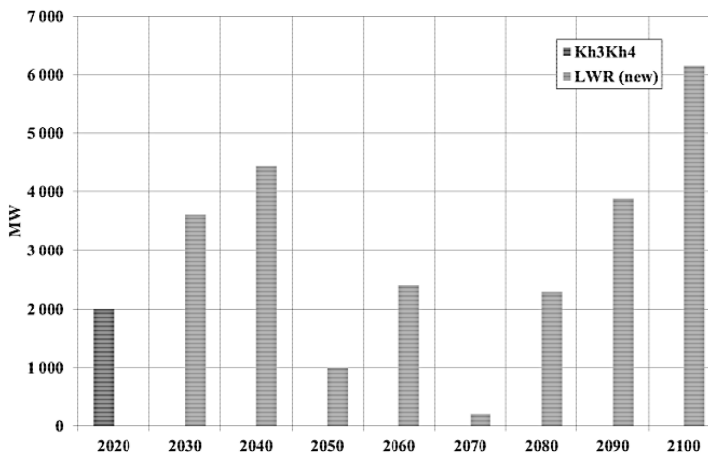


Рис. 4. Открытый ЯТЦ с переработкой ОЯТ. Прогнозная динамика ввода новых мощностей АЭС в Украине до 2100 года

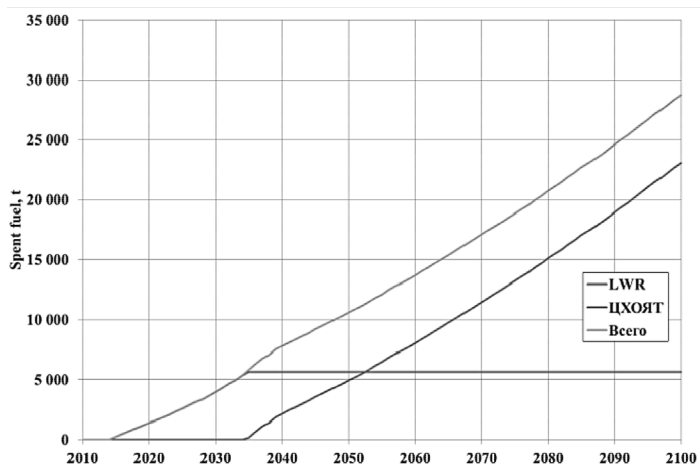


Рис. 5. Открытый ЯТЦ. Прогнозная динамика накопления ОЯТ

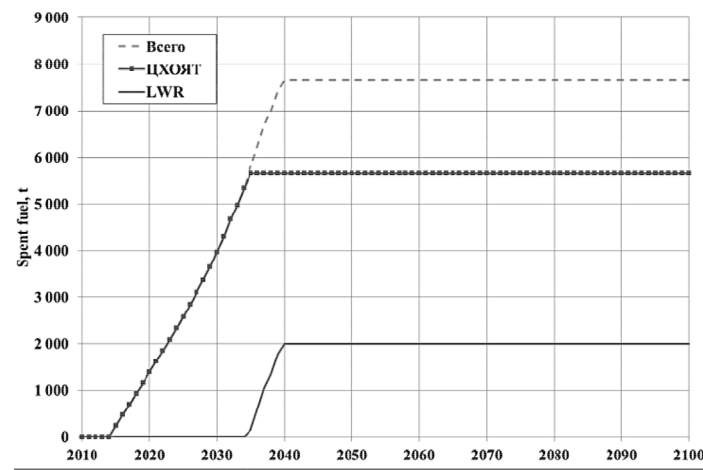


Рис. 6. Открытый ЯТЦ. Прогнозная динамика накопления ОЯТ в случае переработки

открытого ЯТЦ можно ожидать к 2035 году, что потребует или ввода второй очереди ЦХОЯТ, или отправки ОТВС на долгосрочное хранение либо переработку. При этом в случае организации переработки ОЯТ в рассматриваемых

ценах (2000 USD/кг по сравнению с 300 USD/кг для варианта долгосрочного хранения) будут иметь место удорожание ЯТЦ, малый темп ввода новых энергоблоков и падение доли атомной генерации до 35 % (рис. 3 и 4).

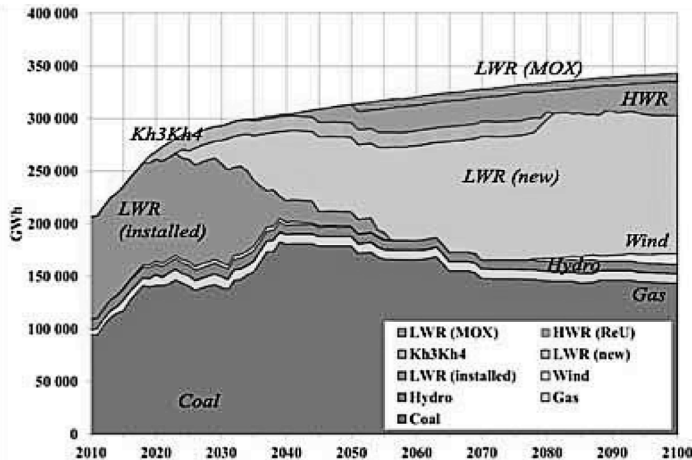


Рис. 7. Частично-замкнутый ЯТЦ. Прогнозные оценки распределения производства электроэнергии в ОЭС Украины до 2100 года

Прогнозные темпы накопления ОЯТ для сценариев без переработки и с переработкой ОЯТ представлены на рис. 5 и 6. Общий объем ОЯТ, накопленный до 2100 года, для варианта открытого ЯТЦ без переработки составит 30 тыс. т ТМ при прогнозной оценке темпов ввода новых мощностей и сохранении доли АЭС в производстве электроэнергии на уровне 50 %. Для варианта с переработкой, учитывая вывоз ОЯТ, объемы накопленного ОЯТ в Украине обусловлены долгосрочным хранением отработанного топлива в ЦХОЯТ и проектной мощностью возможного геологического хранилища (объемы геологического хранилища 2 тыс. т ТМ приняты условно для целей настоящего исследования). В Украине в случае отсутствия геологического хранилища необходима организация инфраструктуры по захоронению продуктов переработки ОЯТ общим объемом до 1 тыс. т ТМ. Суммарный объем регенерата урана, выделенного после переработки ОЯТ АЭС Украины до 2100 года, составит около 14 тыс. т ТМ, что делает его привлекательным для повторного использования.

Наличие переработки ОЯТ легководных РУ и накопление значительных объемов регенерата урана позволяет рассматривать возможность внедрения в существующую инфраструктуру ядерной генерации Украины тяжеловодных РУ типа CANDU. Однако при этом нужно решить вопрос использования выделенного плутония, хранение которого оценивается в размере до 2000 USD/kg ТМ и противоречит взятым Украиной обязательствам по нераспространению ядерного оружия.

Результаты моделирования структуры генерации Украины для варианта *частично-замкнутого ЯТЦ* представлены на рис. 7–10. При стоимости природного урана менее 300 USD/kg использование MOX-топлива для легководных РУ не является экономически обоснованным. Оценка экономической привлекательности использования в Украине реакторов на MOX-топливе нуждается в отдельном изучении. Для исследования материального баланса в ЯТЦ модели MESSAGE предусмотрено наличие одного легководного реактора на MOX-топливе в 2050 году. Больше число легководных РУ на MOX-топливе модель не вводит исходя из экономической необоснованности. Наличие значительных запасов дешевого регенерата урана, оставшегося после переработки ОЯТ легководных РУ, приводит к целесообразности его использования в тяжеловодных реакторах. При этом основным типом реакторов остаются PWR (рис. 7).

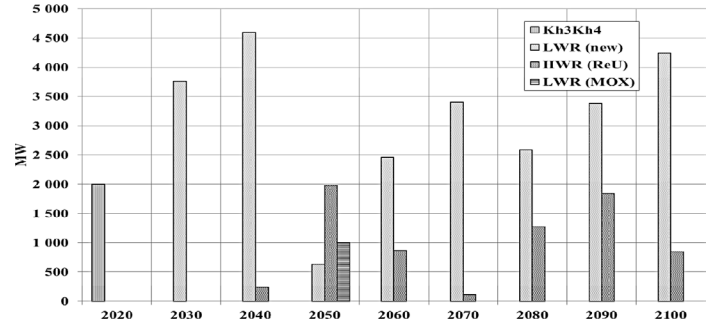


Рис. 8. Частично-замкнутый ЯТЦ. Прогнозная динамика ввода новых мощностей АЭС в Украине до 2100 года

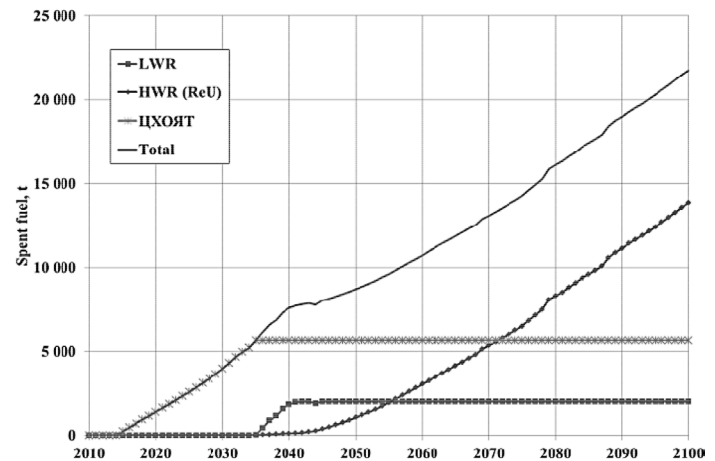


Рис. 9. Частично-замкнутый ЯТЦ. Прогнозные оценки распределения производства электроэнергии в ОЭС Украины до 2100 года

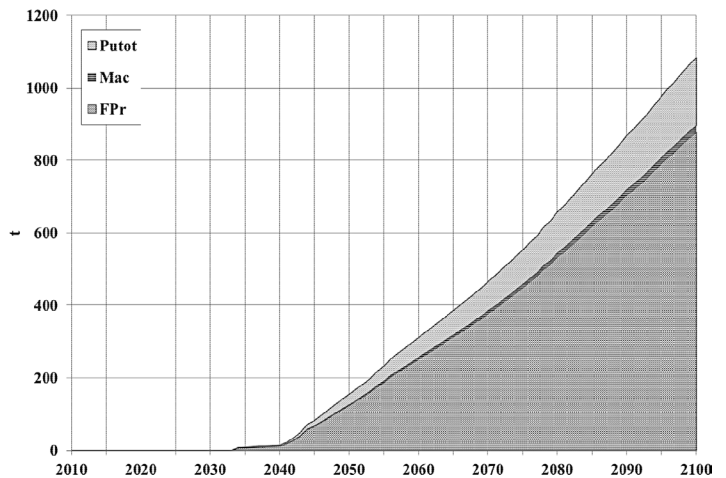


Рис. 10. Частично-замкнутый ЯТЦ. Прогнозная динамика накопления продуктов переработки ОЯТ до 2100 года

Учитывая введенные ограничения на накопление ОЯТ легководных РУ (определяется проектной вместимостью ЦХОЯТ и дополнительного хранилища объемом 2 тыс. т ТМ), темпы накопления и необходимость переработки ОЯТ легководных РУ позволяют рассматривать целесообразность ввода в эксплуатацию тяжеловодных РУ уже к 2040 году. В 2050–2060 годах общая установленная мощность тяжеловодных РУ может достигать 3 ГВт (рис. 8), что приведет к накоплению ОЯТ РУ типа CANDU в объеме до 15 тыс. т ТМ и потребует введения соответствующей

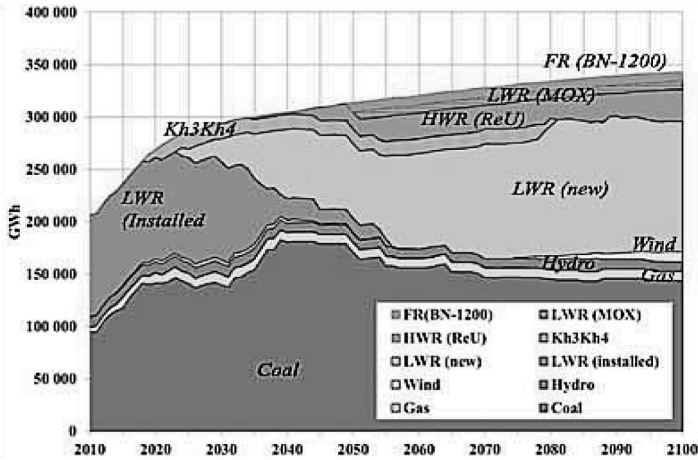


Рис. 11. Замкнутый ЯТЦ. Прогнозные оценки распределения производства электроэнергии до 2100 года

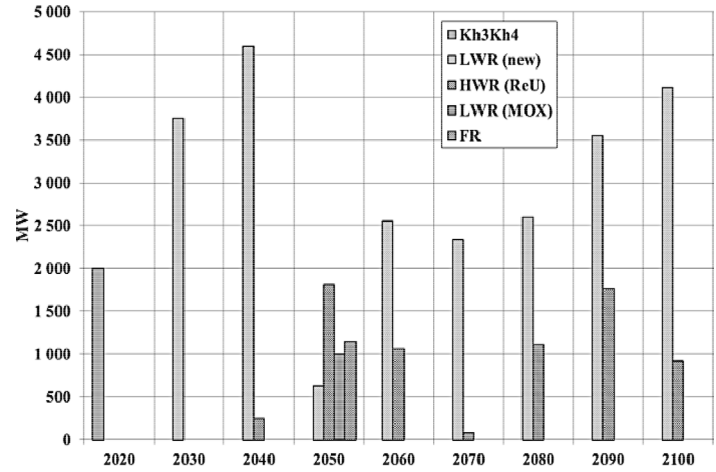


Рис. 12. Замкнутый ЯТЦ. Прогнозная динамика ввода новых мощностей АЭС в Украине до 2100 года

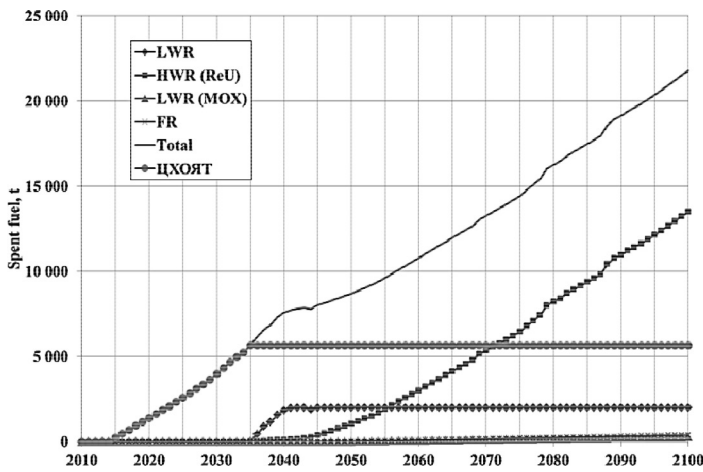


Рис. 13. Замкнутый ЯТЦ. Прогнозные оценки накопления ОЯТ до 2100 года

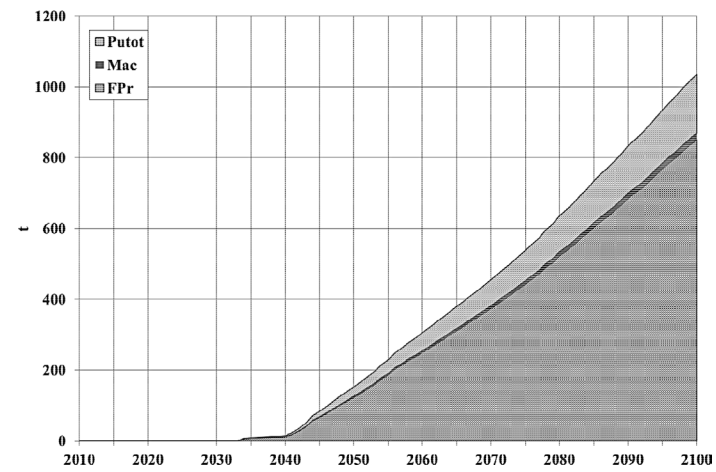


Рис. 14. Замкнутый ЯТЦ. Прогнозная динамика накопления продуктов переработки ОЯТ до 2100 года

инфраструктуры хранения и захоронения данного типа ОЯТ. Будет наблюдаться сокращение до 22 тыс. т ТМ суммарного объема накапливаемого системой отработанного топлива (по сравнению с 30 тыс. т ТМ для варианта открытого ЯТЦ). Переработка ОЯТ MOX-топлива и ОЯТ тяжеловодных РУ не предусматривается.

Накопление продуктов переработки ОЯТ для частично-замкнутого ЯТЦ определяется продуктами деления в объеме до 900 т ТМ и плутонием до 200 т ТМ к 2100 году без накопления значительных объемов (до 14 тыс. т ТМ) регенерата урана. Одновременно обеспечивается достаточность запасов природного урана до 2150 года.

Накопление значительных объемов ОЯТ в долгосрочной перспективе является главной причиной возможной реализации замкнутого ЯТЦ в Украине с использованием быстрых РУ. В данном случае конфигурация топливного цикла может включать легководные РУ на UOX и MOX-топливе, а также тяжеловодные РУ с топливом из дешевого регенерата урана (ReU) для снижения экономических затрат на его хранение. Для быстрых РУ формирование топливной загрузки активной зоны предполагается с использованием MOX-топлива на основе плутония ОЯТ легководных РУ. В принятой для данного исследования модели замкнутого ЯТЦ предусматривается наличие с 2015 года ЦХОЯТ и, начиная с 2035 года, — международного геологического хранилища объемом до 2 тыс. т ТМ.

Значительные капитальные затраты для быстрых РУ на уровне 6 тыс. USD за 1 кВт установленной мощности одновременно с принятой в табл. 1 стоимостью переработки ОЯТ приводят к экономической необоснованности их ввода в эксплуатацию. Для оценки материального баланса ЯТЦ в модели принят ввод одной быстрой РУ в 2050 году. При этом генерация электроэнергии подавляющим образом обеспечивается легководными реакторами на UOX-топливе. Ввод большого числа быстрых РУ не производится расчетной моделью по причине удорожания ЯТЦ.

Результаты оценки конфигурации замкнутого ЯТЦ представлены на рис. 11—14. Общая структура производства электроэнергии до 2100 года в ОЭС Украины существенным образом не изменится по сравнению с открытым ЯТЦ, что связано с малой долей быстрых РУ и легководных РУ на MOX-топливе (1,2 ГВт и 1,0 ГВт соответственно). Наблюдается спад производства электроэнергии до 37 % в период с 2035 по 2050 годы с последующим ростом до 50 % за счет ввода тяжеловодных РУ (рис. 11). Как и при частично-замкнутом ЯТЦ, наличие переработки ОЯТ приводит к обоснованному вводу тяжеловодных РУ на регенерате урана к 2060 году на уровне до 4 ГВт установленной мощности (рис. 12).

Суммарное накопление ОЯТ в случае замкнутого ЯТЦ достигнет 22 тыс. т ТМ и определяется, главным образом, накоплением отработанного топлива тяжеловодных РУ

общим объемом до 14 тыс. т ТМ. Для принятых в настоящем исследовании предположений, значительного снижения объемов накопления ОЯТ для варианта закрытого ЯТЦ по сравнению с частично-замкнутым ЯТЦ не наблюдается (рис. 13), как и значительного сокращения объемов накопления продуктов переработки ОЯТ.

Полученные в результате исследования выводы позволяют говорить о возможности дальнейшего развития ядерной генерации на основе легководных РУ с улучшенными технико-экономическими характеристиками, реализацией открытого ЯТЦ и долгосрочным хранением ОЯТ в централизованном хранилище. Однако в данном случае наблюдается накопление до 2100 года значительных объемов ОЯТ — в размере до 30 тыс. т ТМ, что потребует создания соответствующей инфраструктуры по его обращению и долгосрочному хранению.

Учитывая темпы накопления ОЯТ, уже в 2035 году возникнет необходимость ввода дополнительных объемов ЦХОЯТ или вывоза ОЯТ на переработку, что приведет к снижению экономической привлекательности ядерной генерации по сравнению с другими видами генерации электроэнергии. В данном случае доля АЭС в производстве электроэнергии может снизиться до 35 %.

Наличие значительных запасов дешевого регенерата урана в случае переработки ОЯТ легководных РУ (по оцененным данным до 14 тыс. т ТМ) приводит к экономической обоснованности ввода в существующую инфраструктуру ЯТЦ Украины тяжеловодных реакторов. Сравнительно дешевые CANDU позволят оптимизировать экономику ЯТЦ и довести долю АЭС в производстве электроэнергии до 50 %. Однако частичное замыкание топливного цикла не позволяет полностью исключить проблему «отложенного решения» при долгосрочном обращении с ОЯТ. Данный вопрос нуждается в дальнейшем исследовании с точки зрения сравнительной оценки реализации в Украине концепции долгосрочного хранения и геологического захоронения отработанного топлива легководных РУ. При частично-замкнутом ЯТЦ, по сравнению с открытым топливным циклом, объемы накопленного ОЯТ меняются, однако все еще остаются значительными (23 тыс. т ТМ по сравнению с 30 тыс. т ТМ при открытом ЯТЦ). Происходит накопление значительных объемов отработанного топлива тяжеловодных РУ. Кроме того, дополнительно возникает необходимость хранения и захоронения высокоактивных продуктов переработки, общий объем которых к 2100 году может превысить 1 тыс. т ТМ.

Ввод в эксплуатацию легководной РУ на МОХ-топливе установленной электрической мощностью 1 ГВт не представляется экономически обоснованным в случае принятых в рамках настоящего исследования цен на переработку ОЯТ и фабрикации тепловыделяющих сборок МОХ-топлива (2000 USD/кг и 1500 USD/кг, соответственно).

Реакторы на быстрых нейтронах позволят существенно сократить объемы накопленного ОЯТ лишь в случае их значительного сокращения. При вводе одного энергоблока ожидаемого сокращения накапливаемого ОЯТ не происходит по сравнению с частично-замкнутым ЯТЦ. Наличие переработки приводит к целесообразности реализации замкнутого ЯТЦ с вводом в эксплуатацию тяжеловодных РУ на регенерате урана. Наиболее привлекательным в случае замкнутого ЯТЦ будет вариант многократного рецикла плутония из ОЯТ быстрых реакторов по причине более высокого содержания делящихся материалов.

Примечательно, что для частично-замкнутого или замкнутого ЯТЦ объемы накопления плутония не изменятся и достигнут к 2100 году около 200 т ТМ. Данный аспект требует отдельного рассмотрения с точки зрения организации хранения и утилизации плутония в Украине в рамках принятых обязательств по нераспространению ядерного оружия.

В любом случае, уже сейчас необходимо принимать решение о дальнейшем варианте развития ядерной генерации в Украине. С учетом принятых в данном исследовании стоимостных показателей элементов ЯТЦ, АЭС в Украине будут испытывать постоянную конкуренцию со стороны угольной генерации. Очевидно, что сохранение доли АЭС в производстве электроэнергии после 2030 года станет возможным лишь при реализации более сложных вариантов конфигураций топливного цикла, отличных от открытого ЯТЦ.

Список использованной литературы

1. Tools and Methodologies for Energy System Planning and Nuclear Energy System Assessments. — Vienna : IAEA, 2009. — 31 p.
2. Uranium 2011: Resources, Production and Demand: A Joint Report by the OECD Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency. — 2012. — 489 p. — (NEA No. 7059; ISBN 978-92-64-17803-8).
3. Spent fuel reprocessing options. — Vienna : IAEA, 2008. — 151 p. — (IAEA-TECDOC-1587).
4. *Kaplan S.* Power plants: characteristics and costs : CRS report for Congress / Stan Kaplan. — 2008. — 108 p. — (Order Code RL34746).
5. Role of Thorium to Supplement Fuel Cycles of Future Nuclear Energy Systems. — Vienna : IAEA, 2012. — 171 p. — (IAEA Nuclear Energy Series. No. NF-T-2.4).
6. Framework for Assessing Dynamic Nuclear Energy Systems for Sustainability: Final Report of the INPRO Collaborative Project GAINS. — Vienna : IAEA, 2013. — 271 p. — (IAEA Nuclear Energy Series. No. NP-T-1.14).

References

1. Tools and Methodologies for Energy System Planning and Nuclear Energy System Assessments. — Vienna : IAEA, 2009. — 31 p.
2. Uranium 2011 : Resources, Production and Demand: A Joint Report by the OECD Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency. — 2012. — 489 p. — (NEA No. 7059; ISBN 978-92-64-17803-8).
3. Spent fuel reprocessing options. — Vienna : IAEA, 2008. — 151 p. — (IAEA-TECDOC-1587).
4. *Kaplan S.* Power plants: characteristics and costs : CRS report for Congress / Stan Kaplan. — 2008. — 108 p. — (Order Code RL34746).
5. Role of Thorium to Supplement Fuel Cycles of Future Nuclear Energy Systems. — Vienna : IAEA, 2012. — 171 p. — (IAEA Nuclear Energy Series. No. NF-T-2.4).
6. Framework for Assessing Dynamic Nuclear Energy Systems for Sustainability: Final Report of the INPRO Collaborative Project GAINS. — Vienna : IAEA, 2013. — 271 p. — (IAEA Nuclear Energy Series. No. NP-T-1.14).

Получено 23.01.2014.