

КАКВО ДА СЕ ПРАВИ С ПРОЕКТА ЗА АЕЦ „БЕЛЕНЕ” (ОЦЕНКА НА НЕОБХОДИМОСТТА, РИСКОВЕТЕ, РАЗХОДИТЕ И ВЪЗДЕЙСТВИЯТА НА ПРОЕКТА)¹

(Доклад на Института за пазарна икономика)

28 март 2011



И.П.И

Институт за пазарна икономика

(Чернови вариант 28 март 2011, за обсъждане, преди езикова редакция и окончателно оформяне на справочния апарат)

¹ Тази публикация е осъществена с подкрепата на Институт „Отворено общество“ – София.

Изказаните становища и мнения в настоящия доклад са отговорност на авторите и не отразяват непременно мненията и политиката на Институт „Отворено общество“ – София. Ръководител на екипа, извършил анализа, е Красен Станчев, а негови членове са Георги Босев, Георги Касчиев, Димитър Чобанов, Евгени Райков, Красимир Лаков, Пламен Цветанов и Светла Костадинова. Авторите следва да бъдат цитирани при всяко преиздаване на материала, целия или част от него.

Съдържание

Резюме	4
Методологическа нагласа	4
Необходимост от АЕЦ „Белене“	4
Вътрешно енергопотребление и БВП	4
Външно търсене.....	6
Кратко изложение на рискове от АЕЦ „Белене“	7
Сеизмичен риск	7
Структурна неефективност на системата	8
Ядрена безопасност	9
Технологична сигурност.....	10
Енергийна „независимост“	10
Икономическа целесъобразност: разходи за изграждането на АЕЦ „Белене“	11
Първоначални разходи	11
Цена на KW, която покрива разходите по изграждането на АЕЦ „Белене“	12
Фискални ефекти	12
Изводи и препоръки	13
Препоръки.....	13
Увод	15
Предистория и екип на анализа.....	15
Цели.....	16
Методологически бележки	16
Стандартни разходи за изграждане на АЕЦ при сегашното състояние на пазара.....	16
Допускания за оперативните и системни разходи.....	19
Списък на невключените разходи и алтернативна цена на АЕЦ „Белене“	21
Необходимост от АЕЦ „Белене“	22
Глобален и европейски контекст (преди и след Фукушима 1).....	22
Развитие на ядрената енергетика	22
Развитие през последните 10 години	23
Развитие в средносрочен и дългосрочен план	25
Ядрен горивен цикъл.....	27
Преден край на ядрения горивен цикъл	27
Заден край на ядрения горивен цикъл.....	28
Някои изводи.....	30
Вътрешно енергопотребление показва, че АЕЦ „Белене“ или неин аналог не са нужни до 2025 г.	30
Структурна неефективност на системата	34
Външно търсене.....	35
Рискове свързани с проекта АЕЦ „Белене“	37
1. Сеизмичният риск на площадката Белене	37
2. Недоказан от практиката проект.....	40
3. Липса на високо качество	41
4. Екологични рискове в дългосрочен план.....	43
4.1. Съхранение на ОЯГ и РАО с висока активност	43
4.2. РАО с ниско и средна активност.....	43
4.3. Извеждане от експлоатация (ИЕ)	43
5. Гражданска отговорност за ядрена вреда	44
Енергийна зависимост и енергийна сигурност	45
1. Енергийна сигурност	45
2. Енергийна зависимост	47
3. Проектът АЕЦ „Белене“ и енергийната зависимост на България	48
Разходи и цена на KW след изграждането на АЕЦ „Белене“	51
Първоначални разходи	51

Цена на KW	52
Фискални ефекти (контекст)	53
Стопанска нецелесъобразност на проекта	53
Основни допускания	53
Методология за оценката на икономическите ефекти.....	54
Резултати.....	55
Цена и стопански резултати на АЕЦ „Белене”	55
Фискално въздействие (варианти при различна цена на тока)	56
Вътрешна норма на възвращаемост при различна продажна цена	57
Нетен икономически ефект	58
Изводи и препоръки	60
Приложение 1. Мощностен и енергиен баланс към 2020 г.	Error! Bookmark not defined.
Приложение 2: Мощностен и енергиен баланс към 2025 г.	Error! Bookmark not defined.
Приложение 3: КОМЕНТАР НА ПЛАНА НА НЕК – АСО ЗА РАЗВИТИЕ НА ПРЕНОСНАТА ЕЛЕКТРИЧЕСКА МРЕЖА НА БЪЛГАРИЯ ЗА ПЕРИОДА 2010 - 2020 Г	Error! Bookmark not defined.
Приложение 4. Съществуващото е възможно: Анализ на структурните алтернативи на АЕЦ „Белене” на основата на Електроенергийния и мощностния баланс до 2025 г.....	Error! Bookmark not defined.
ОПИСАНИЕ НА РАЗПОЛАГАЕМИТЕ МОЩНОСТИ ДО 2025 Г.	Error! Bookmark not defined.
1. КОНДЕНЗАЦИОННИ ЦЕНТРАЛИ НА ЧЕРНИ КАМЕННИ ВЪГЛИЩА	Error! Bookmark not defined.
1.1. ТЕЦ „ВАРНА”	Error! Bookmark not defined.
1.2. ТЕЦ „РУСЕ” (блокове 3 и 4).....	Error! Bookmark not defined.
2. КОНДЕНЗАЦИОННИ ЦЕНТРАЛИ НА КАФЯВИ ВЪГЛИЩА.....	Error! Bookmark not defined.
2.1. ТЕЦ „БОБОВ ДОЛ”	Error! Bookmark not defined.
3. КОНДЕНЗАЦИОННИ НА ЛИГНИТНИ ВЪГЛИЩА	Error! Bookmark not defined.
3.1. ТЕЦ „МАРИЦА-ИЗТОК – AES”	Error! Bookmark not defined.
3.2. ТЕЦ „МАРИЦА-ИЗТОК – ENEL”	Error! Bookmark not defined.
3.3. ТЕЦ „МАРИЦА-ИЗТОК 2”	Error! Bookmark not defined.
3.4. ТЕЦ „МАРИЦА-3”	Error! Bookmark not defined.
4. ТОПЛОФИКАЦИОННИ ЦЕНТРАЛИ НА ВЪГЛИЩА	Error! Bookmark not defined.
5. ТОПЛОФИКАЦИОННИ ЦЕНТРАЛИ НА ПРИРОДЕН ГАЗ, ВКЛ. CCGT	Error! Bookmark not defined.
6. ПРОМИШЛЕНИ ЦЕНТРАЛИ НА ВЪГЛИЩА	Error! Bookmark not defined.
7. ЯДРЕНИ ЦЕНТРАЛИ	Error! Bookmark not defined.
7.1. АЕЦ „КОЗЛОДУЙ”	Error! Bookmark not defined.
8. ВЕЦ СЪС СЕЗОННИ, ГОДИШНИ И МНОГОГОДИШНИ ИЗРАВНИТЕЛИ	Error! Bookmark not defined.
9. ВЕЦ НА ТЕЧАЩИ ВОДИ.....	Error! Bookmark not defined.
10. ВЯТЪРНИ ЦЕНТРАЛИ	Error! Bookmark not defined.
11. СЛЪНЧЕВИ ЦЕНТРАЛИ.....	Error! Bookmark not defined.
Приложение 5 – Енергийна интензивност на brutния вътрешен продукт в кг н.е. за 1000 Евро през 2008 г.	Error! Bookmark not defined.
Приложение 6. Кратка хронология на проекта АЕЦ Белене	Error! Bookmark not defined.

Резюме

Методологическа нагласа

Методологическата нагласа на нашия доклад е да взема за достоверни предвижданията за потреблението на електроенергия на БАН, НЕК и МИЕТ, да приема за неподлежаща на покачване досегашната оценка на потенциалната инвестиция, да залага в оценките най-ниските възможни стойности или да дели на две стойностите, известни от други икономики. Методиката на оценка е стандартната за Евроатом и ОИСР и прилага изискванията на чл. 45 от закона за безопасно използване на ядрената енергия.

Необходимост от АЕЦ „Белене“

Вътрешно енергопотребление и БВП

През 2003 - 2005 г. нуждите на страната от електроенергия са съществено раздути от тогавашното правителство, за да се окаже, че е необходимо да се строи АЕЦ „Белене“. По-скорошните баланси, включително съставените за целите на нашия анализ показват картина, която е коренно различна.

При ръст на БВП през периода 2001 ÷ 2010 г. от 56 %, потреблението на електроенергия не се е увеличило.

Таблица 1: Ръст на БВП и енергопотребление (2001-2010)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
БВП (€ милиарда)	15,55	17,03	18,37	20,39	23, 25	26, 48	30,77	35, 43	34,93	36,03
Енергия (TWh)	36,83	36,37	37,07	35,72	36,59	37,94	38,6	39,54	37,37	36,53

Източник: Евростат

Графика 1: Динамика на БВП и енергопотреблението

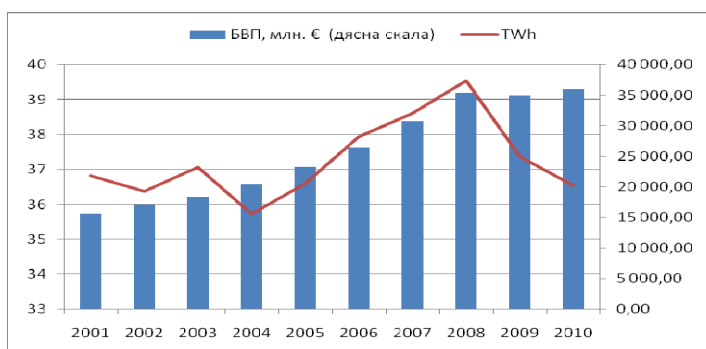


Таблица 2: Изменение на потреблението спрямо 2001 г.

Година	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
TWh, % спрямо 2001	-1%	1%	-3%	-1%	3%	5%	7%	1%	-1%

Това се случва поради пестенето на енергия в резултат на нормализирането на цените на електроенергията, нарасналите цени на енергоресурсите, изравняването на акцизите на горивата в съответствие с правилата на ЕС, реструктурирането на промишлеността и нарастването на дела на услугите в икономиката и действието на други фактори.

По-нагледно това развитие е представено на следната графика. Спадането на потреблението на електроенергия през 2008 г. очевидно се дължи на кризата, но поне половината от този спад се дължи само на една причина –Кремиковци АД изпада в несъстоятелност.

В Таблица 3 са представени прогнозите на БАН, МИЕТ и НЕК за брутното потребление на електроенергия в Република България.

Таблица 3: Очаквано електропотребление

Година	2010	2015	2020	2025
Прогноза на БАН, TWh	36,45	37,24	37,75	38,10
Прогноза на МИЕТ, TWh	35,50	37,00	39,30	42,15
Прогноза на НЕК, МАХ, TWh	36,63	39,11	42,09	
Прогноза на НЕК, МИН, TWh	36,25	37,60	36,62	

Прогнозата на МИЕТ според Проекто-енергийната стратегия до 2020 г. практически съвпада с тази на БАН – 39,3 TWh/2020 г. Поради факта, че за междинната 2025 г. не е упомената стойност, посредством интерполация между 2020 и 2030 г. е прието, че очакваното електропотребление ще бъде около 42,15 TWh/2025 г.

Последната стойност може да се окаже близка до реалната траектория, в случай че електротранспортът се развие с високи темпове през този период.

Прогнозата на НЕК – максимален вариант - е традиционно по-висока от тази на БАН и МИЕТ – 42,09 TWh / 2020 г²).

НЕК търси облаги от високи обеми на доставките, а не от развитие на електроенергетиката с минимални разходи. Максималната прогноза на НЕК, обаче може да бъде приета за горна граница на електроенергийния баланс на страната, т.е. за екстремен сценарий на електропотреблението през периода 2011 ÷ 2020 г.

Следва да се има предвид, че прогнози за електропотреблението за срок повече от 15 години не са сигурни. Това е потвърдено исторически – нито една прогноза на НЕК за последните 20 години не се сбъднала.

Ако приемем прогнозата на БАН за долна, а тази на НЕК за горна граница, можем да очакваме, че реалната траектория на електропотреблението ще бъде в полето между тях, по-близо до хипотезата за „нулев ръст”, което се потвърждава и от поведението на икономиката през 2001-2010 г.

От друга страна значителната разлика от 5,49 TWh между максималния и минималния вариант крие риск от инвестиране в излишни мощности от порядъка на 900 MW с използваемост 6000 h. **Наличието на толкова голямо разсейване между вариантите изисква прецизно и гъвкаво планиране на инвестициите в нови мощности.** За съжаление в не публикувания План на НЕК-АСО за Развитие на електрическата преносна мрежа такъв подход липсва, за сметка на варианти „със” или „без” АЕЦ „Белене” с мощност 2000 MW и производство до 15 TWh годишно. **Независимо, че от този**

² Налице е минимален вариант на прогнозата на НЕК, според който брутното електропотребление през 2020 г. може да се задържи около 36,62 TWh/2020 г., т.е. на равнището на 2010 г.

документ са „изпуснати“³ 427 MW в ТЕЦ „Марица-изток 3 – ENEL“, наличен потенциал от 264 TWh в ТЕЦ „Марица-Изток 2“ и „изведените“ ТЕЦ „Варна“, ТЕЦ „Бобов дол“, ТЕЦ „Русе“ – блокове 3 и 4 и ТЕЦ „Марица-3“, **мощностният баланс за 2020 г. се покрива от наличните и безспорните нови мощности и наличен общ резерв от 2758 MW.**

Независимо от изкривените баланси, това е признание, че АЕЦ „Белене“ не е необходима за покриване на вътрешното електропотребление в страната към 2020 г. и даже до 2025 г.

Това показват разработените електроенергиен и мощностен баланси на Република България към 2020 г. и 2025 г.⁴ От него следва, че **наличните генериращи мощности, включително планираните изключват необходимостта от други такива, ядрени или конвенционални електроцентрали.**

Необходими са, обаче институционална подкрепа и контрол за съхраняване на наличните мощности – АЕЦ „Козлодуй“ – блокове 5 и 6, ТЕЦ „Варна“, ТЕЦ „Бобов дол“, ТЕЦ „Марица-3“, ТЕЦ „Русе“ – блокове 3 и 4.

Практиката на страните от ЕС показва, че рехабилитираните, с наличен физически ресурс мощности са значително по-ефективни от новоизгражданите, независимо от енергоносителя и отложените капиталовложения за ново строителство, особено в период на криза, могат да бъдат използвани с много по-голяма възвръщаемост, отколкото в енергетиката.

Външно търсене

Според правителствената енергийна стратегия **Сърбия** не предвижда внос на електричество до 2015 г., а намаляване на този внос от 2012 г. до 2015 г. (докогато е периодът на действие на стратегията). Едно от основанията е, че към 2015 г. енергийната зависимост ще нарасне от 36% през 2009 г. до 38,4% през 2015 г., а планираните проекти за ТЕЦ на мазут и природен газ могат да вдигнат тази зависимост до 40%.⁵ За приоритетни се смятат енергийната ефективност, почистването на ТЕЦ на лигнитни въглища (около 50% от инсталираната мощност) и използването на „нови източници“ на електроенергия и нови източници на електроенергия.⁶ Това виждане сякаш надделя към края на декември 2010 г., когато заглъхнаха съобщенията за сръбско участие в АЕЦ „Белене“.

Турция наскоро договори строителството на АЕЦ четири руски реактора ВВЕР 1200 с Росатом в Аккую, при цена 8,25 милиарда евро на реактор и 15-годишен договор за изкупуване на електроенергията от централата по цена 12,35 щатски цента на киловат. Възможно е споразумение за нова АЕЦ с два такива реактора и в Синоп.

³ В него е включен пропуснатият от НЕК потенциал на ТЕЦ „Марица-Изток 2“ и ТЕЦ „Марица-изток 3 – ENEL“ и забравените в плана на НЕК рехабилитации на ТЕЦ „Варна“, „Бобов дол“, „Русе“ – блокове 3 и 4 и „Марица-3, както се вижда от Таблица 4.3 (MAX1) от този документ са пример за манипулиране на електроенергийния баланс с цел да се обоснове дефицит през 2020 г.

⁴ В него е включен 15 % оперативен резерв, който превишава значително най-оптимистичната прогноза на НЕК, приета като възможна горна граница на електропотреблението за хоризонт до 2025 г.

⁵ СТРАТЕГИЈА РАЗВОЈА ЕНЕРГЕТИКЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ, ДО 2015 ГОДИНЕ. БЕОГРАД, ДЕЦЕМБАР 2004. ГОДИНЕ, стр. 31.

⁶ Пак там, с. 32. Един от авторите на Енергийната стратегия на Сърбия, в преглед на търсенето в Югоизточна Европа, препоръчва запазване на споменатите приоритети и за периода след 2015 г. – вж.: Milovan Sudovic: Stanje i perspektive razvoja energetike u regionu Jugoistone Evrope, ELEKTROPRIVREDA, GODINA LXIII, BROJ 4, 2010, str. 376–386

Румънската АЕЦ Черна вода, която е проектирана за пет реактора КАНДУ-6 по 700MW, според съобщения в пресата⁷, която е единствената атомна електроцентрала на Румъния, изпитваше трудности с преразпределението на капитала. Не е ясно колко бързо ще бъде възстановено изграждането на започнатите нови два реактора (18% от потреблението на страната), но не изгражда възможно проектът да бъде спрял. Най-вероятно те ще влязат в експлоатация към 2018-2019 г.

Много е вероятно новата мощност на АЕЦ „Белене“ да няма пазар в Югоизточна Европа, освен ако не продава на цена значително под разходите за изграждане и експлоатация на централата.

Кратко изложение на рисковете от АЕЦ „Белене“

Сеизмичен риск

Площадките за изграждане на АЕЦ следва да отговарят на много изисквания за безопасност. Поради това и броят им е ограничен, особено в Европа и Северна Америка.

Този тип риск е будел тревога от началото на проектирането на АЕЦ „Белене“ през 1984 г.

През 1990 г. изследване на БАН прави извода, че *„за площадка Белене сеизмичната заплаха е твърде висока, което налага отказ от изграждането на АЕЦ на нея“*.⁸

През 2004 г. и 2005 г. Икономическият анализ, ОВОС и инвестиционното предложение за изграждане на АЕЦ „Белене“ (изготвено под ръководството на Иван В. Иванов) е направен противоположен извод.⁹

Тази промяна в мнението е обоснована по следния начин:

- историческите записи на огнището във Вранча (където липсват събития над 8-ма степен по скалата на Медведев-Шпонхойер-Карник), а по документация реакторите на „Белене“ са предвидени за сеизмичност над тази;
- исторически проучвания на площадката (ключово от които е това на МАЕЕ от 1979 г.) я оценят като относително „спокойна“ от сеизмологично гледище;
- периметърът на преглед е разширен отвъд Вранча, до радиус от 320 км, но не са проучвания на място, не се разглеждат алтернативни площадки с по-ниска степен на сеизмична сигурност (като например тази на Козлодуй, която има и редица стопански предимства) и по неизвестни причини прочването на МАЕЕ е прието за по-меродавно от това на БАН.

През 2008 г. немската компания RWE Power, която разглежда участие си в изграждането на централата, поръчва на авторитетен немски институт да извърши анализи за сеизмичния риск на площадката на „Белене“. Докладът е готов към есента на 2009 г. Резултатите не са оповестени публично, но веднага след това RWE Power обявява решението си да не участва в проекта. Посоченото основание е „неосигурено държавно финансиране“.

⁷ Вж.: www.EconomyNews.bg от 29 септември 2010 г.

⁸ Пламен Цветанов (редактор). АЕЦ „Белене“ – изследвания и становище на БАН. София, Издателство на София, 1990, с. 302 (автори на тази част от доклада на БАН са Д. Сокерова и Б. Рангелов).

⁹ Документът е свален от страницата на НЕК, но през 2005 г. бе разпространен след заявление на ИПИ по закона за достъп до обществена информация и коментиран многократно.

Прегледът на изградените и проектираните АЕЦ на територията на ЕС показва, че няма нито една в зона с толкова висока сеизмичност като тази на „Белене“. Този факт е установен още през 1984 г. от БАН; проектирането и изборът на площадки досега не са се променили главно поради съображения за сигурност.¹⁰ Това е причина за оскъпяване на проекта. Особено в светлината на събитията във Фукушима.

Структурна неефективност на системата

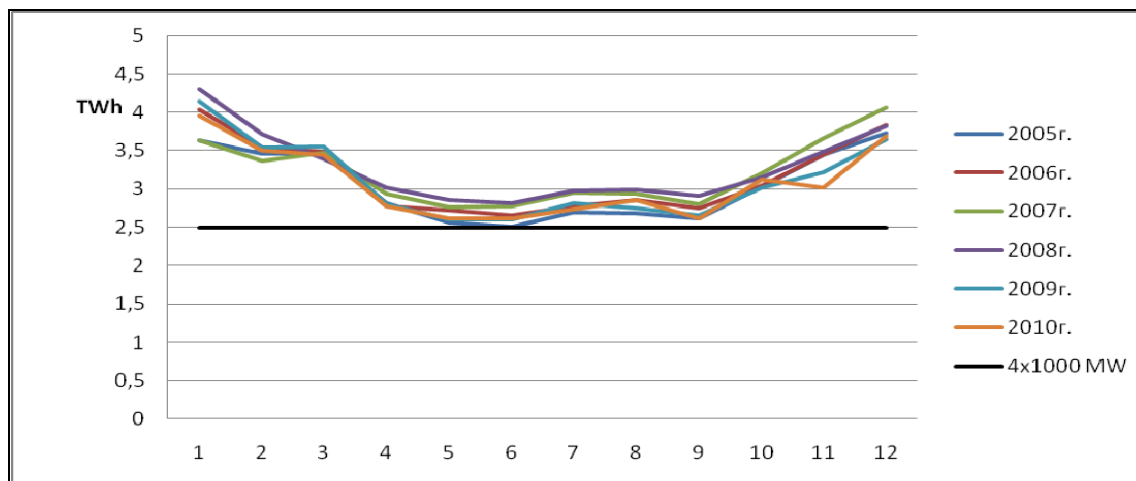
В България 20,97 % от инсталираните мощности са с единична мощност 1000 MW, 7,03 % с 335 MW, 38,15 % с 200 MW, 7,34 % със 175 MW, 2,31 % със 100 MW, а останалите агрегати са с по-малка мощност.

Съществува правило, според което единичната мощност на агрегатите не трябва да превишава 10 % от текущото натоварване на електроенергийната система. През летния период това натоварване е около 3000 MW (Графика 2), т.е. най-голямата единична мощност от гледна точка на сигурността може да бъде не по-голяма от $300 \div 350$ MW.

Наличието на единични мощности 1000 MW затруднява и сега, и ще продължи да затруднява, управлението на електроенергийната система.

Тази графика онагледява неефективността на енергетиката на България при четири реактора от по 1000 MW.

Графика 2: Сезонна неравномерност на потреблението на електроенергия през периода 2005-2010 г. TWh; Участие на 4000 MW от АЕЦ ("Козлодуй" + "Белене")



С черен свят са обозначени предполагаемите четири реактора на двете АЕЦ, така сякаш са били в целогодишна експлоатация в периода 2005 - 2010 г. С другите цветове е представена действителната динамика на потреблението на електроенергия по месеци за различните години, в TWh. Тъй като потреблението е неизбежно сезонно, онова производство на електричество, което е над средното за даден момент, неизбежно трябва да бъде ограничено. И това е по-ефективно да се прави не с АЕЦ, а с другите елементи на системата. Иначе казано, съответните централи не трябва да произвеждат. Това важи както за дневното, така и годишното производство.

¹⁰ В този смисъл трябва да се чете и изказването на Гюнтер Йотингер, предадено от ИТАР-ТАС по следния начин: „проектът „Белене“ е открит и сега на първо място трябва да бъдат поставени въпросите за техническата и геоложката безопасност, за което е необходимо да се направят допълнителни изследвания. Освен това съществуват въпроси по финансирането на проекта...”.

Можем да си представим цялата система като състояща се от атомните реактори и всичко останало.

Тъй като ядрените реактори 1000MW работят на тази мощност, затова, от една страна, те не могат да се регулират според нужния за момента капацитет, както например се регулира светлината на газов фенер или енергията на друг по-съвременен уред. Затова, от друга страна, се „регулират“ като се намалява производството на други мощности от системата – на ТЕЦ, ВЕЦ и ВяЕЦ.

Същото се случва и в рамките на денонощието. АЕЦ „Козлодуй“ нощно време произвежда електроенергия, но тя не се консумира пряко, а захранва заместващи мощности, в дадения случай ПАВЕЦ „Чаира“. (Една от тайните на ниската цена на електроенергията от АЕЦ „Козлодуй“ е, че захранването на „Чаира“ не се включва в нея.)

Казано на технически език, значителната денонощна и сезонна неравномерност предопределя или непълноценното използване на 1000 MW реактори в съчетанието им с останалите агрегати, или намалява използваемостта на други конкуренти. От позицията на настоящето може да се твърди, **че изграждането на нови блокове до 2025 ÷ 2030 г. с единична мощност 1000 MW ще бъде инвестиционна грешка с дълготрайни негативни последици. Тези последици са или в преднамереното ограничаване на конкурентите, или в престоя на АЕЦ, или в съчетанието на двете.**

Ядрена безопасност

Сегашната ядрена програма не решава дългосрочните екологични рискове от работата на АЕЦ „Козлодуй“, свързани с управлението на ОЯГ и РАО, както и с извеждането от експлоатация. При това положение изграждането на АЕЦ „Белене“ само ще задълбочи тези проблеми и ще ги направи още по-трудно решими, още повече, че тя няма да е държавна, а основно собственост на неясни засега чужди инвеститори. **Проблемите с дълговременното съхраняване на ОЯГ не са коментирани и в докладите за ОВОС и Техничко-икономическия анализ на АЕЦ „Белене“.**

След завършване експлоатацията на АЕЦ остават сгради и конструкции, които съдържат или са силно замърсени с радиоактивни вещества. Демонтажът, разрушаването и почистването им, обработката и съхранението на получените РАО и ОЯГ (извеждане от експлоатация) изисква огромни средства, които са 10-15 % от началните разходи. **За АЕЦ „Белене“ няма информация на колко са оценени тези разходи и как ще бъдат набирани.** През 2005 г. средствата, нужни за извеждане от експлоатация на 6-те блока на АЕЦ „Козлодуй“ са оценени на **5,2 милиарда лева**. Наличните средства във фонда към средата на 2010 г. са около 1,050 млрд лв. Т.е. от изчислените през 2005 г. 5,2 милиарда лева (които вероятно са нараснали поради инфлацията) за 10 календарни години са набрани по-малко от една пета¹¹. **Следователно, ако се реши, че ще се изгражда АЕЦ „Белене“, трябва да бъдат предвидени съществени средства за изграждане на хранилища за дълготрайно съхранение на РАО и ОЯГ. Това са средства на данъкоплатците. При нормална икономическа логика, те би трябвало да са част от цената.**

¹¹ Допускаме, че с различни техники тези отчисления до определен момент не са правени и съответно включвани в цената на електричеството от „Козлодуй“, което е също фактор за ниската цена в момента.

Технологична сигурност

Руската ядрена промишленост бележи тенденция към влошаване на качеството на технологиите. Поне това личи от скорошната история на „Козлодуй“ и други подобни централи. За 5 и 6 блок на АЕЦ „Козлодуй“ бяха доставени недобре изпитани дефектни двигателни механизми за неутронните поглътители. Няколко месеца след монтирането им те престанаха да функционират и само по случайност през март 2006 г. този факт е открит и не се стига до тежка авария. Пак на тези реактори са доставени дефектни тръби за двигателните механизми, които са елементи от първия контур на реактора. Дефектно руско оборудване е доставено и на АЕЦ „Тианван“ в Китай.¹²

Доставени са и дефектни двигателни механизми за неутронните поглътители, които след инцидента в АЕЦ „Козлодуй“ са подменени. След повече от 12 години строителство в края на миналата година реакторът на иранската АЕЦ „Бушеър“ бе зареден с ядрено гориво и започна пуска му. През февруари 2011 г. обаче е установено, че една от главните циркулационни помпи е дефектирала и парчета от работното ѝ колело са попаднали в първи контур. Пускът на блока е прекратен, горивото е извадено от реактора.

За да не се повтарят подобни инциденти трябва да се увеличи контролът (разходите и цената на провеждането му) и българските контролни органи трябва да имат преговорната сила да изискват нужното качество.

Енергийна „независимост“

Руските атомни централи в Европа могат да работят само с руско ядрено гориво. През последните десетина години бяха правени доста опити (най-вече в Чехия) да се постигне диверсификация на доставките от ядрено гориво, но това не се оказа възможно. Westinghouse се пробва сега да захрани някои централи в Украйна, но също безуспешно. В България вносът на гориво за АЕЦ е либерализиран от 2000 г., но опити за внос от другаде не са дори замисляни.

Методиката на Eurostat за пресмятане на енергийната независимост не е прецизна за България. От това дали ядреният ресурс ще се запише като „вътрешен“ или „външен“ зависи определянето на зависимостта на България в енергийната област. Тя в момента би била или около 50% (малко под средната за ЕС), или ще надхвърли 70% (т.е. да е много над средната в ЕС и съседните страни).

Според поддръжниците на проекта Белене, той „би намалил енергийната зависимост на страната, защото електроенергията от АЕЦ е вътрешен ресурс, според класификацията на Eurostat“. Подобно твърдение за българската атомна енергетика обаче е дълбоко невярно. Вместо независимост, ще се окаже, че:

- Горивата плюс услугите от руски компании ще обхванат около 80% от българската енергетика;
- 76,7% от електроенергията ще бъде произвеждана от ядрено гориво и газ, доставяни от Русия;
- 71,4% от електроенергията ще бъде производство на руски по руски технологии и от съоръжения (независимо от подотрасъла на енергетиката);

¹² Nucleonics Week, September 29, 2005, Nucleonics Week, April 13, 2006; става дума за около 3000 забележки по оборудването за централата.

- За да се продава електроенергията на новата централа, ще трябва да се спрат частните инвестиции в рехабилитацията на ТЕЦ „Варна”, „Русе” и „Бобовдол” (с наличен местен енергоресурс за над 15 години) и да се ограничи разширението на „Мариците”;
- Ще се наложи изграждане от НЕК/БЕХ на резервираща мощност за третично регулиране от 1000 MW, нови електропроводи и подстанции на обща стойност от около 2 милиарда евро;
- Това ще стане за сметка на ограничаване на 1000 MW инвестиции във ВЕИ (най-вече вятърни централи).

Икономическа целесъобразност: разходи за изграждането на АЕЦ „Белене”

Първоначални разходи¹³

Първоначалният инвестиционен и социален разход се разглежда като капитализиран еднократен паричен поток в началото на 50-годишната експлоатационна фаза на евентуално въведената в експлоатация АЕЦ „Белене”, който има структура, както е показано на следната таблица.

Таблица 4: Първоначална инвестиция и разходи на системата

Инвестиция	Разход в млрд €	Вид/обяснение	Произход
Стойност на централата	6,3	По проектно предложение	Инвеститора
Цена на финансиране застраховка (капитализирана за 7 години строителна фаза)	1,764	При 7% ГЛП + 1% застраховка	Финансов ресурс
Инфраструктура на площадката	0,50	Експертна оценка	Публична инвестиция
Цех за преработка на отпадъците и временно хранилище	0,70	Експертна оценка	Публична инвестиция
Изграждане на постоянно хранилище	0,75	За АЕЦ Белене и АЕЦ Козлодуй (50% от стойността)	Публична инвестиция
Изграждане на 600 км далекопроводи	0,35	Вкл. Автоматика, подстанции, диспечинг	Публична инвестиция
Заместващи мощности (620 MW на газ)	0,35	Частично заместващи (според Енергийната стратегия)	Частна инвестиция
Компенсиращи мощности (500MW ВЕЦ)	0,45	Частично компенсиращи	Частна инвестиция
Връзки с европейската енергийна система и увеличаване на капацитета на съществуващите мощности	0,50	Включително връзки към Молдова	Публична инвестиция
Обща стойност на инвестициите	11,664 милиарда евро		-

Получената нетна настояща стойност се коригира с 3 милиарда евро намаление (заради пропуснатите ползи от инвестиции във вече съществуващи централи или нови мощности от ВЕИ в следващите 10 години) и се добавят 600 милиона евро, вече инвестирани в

¹³ Окончателният вариант на доклада съдържа анализ на очакваните нетни парични потоци.

проекта „Белене” от правителството. Така първоначалният паричен поток ще бъде **9,264 милиарда евро**.

Цена на KW, която покрива разходите по изграждането на АЕЦ „Белене”

Цената за крайния потребител е пресметната като разходи (на инвеститора и за системните връзки), описани статично в горната таблица **плюс** годишните производствени разходи, оперативните разходи и разходите по поддръжка и разходите за зареждане с гориво. Поради това, че НЕК и МИЕТ не ни предоставиха нужната информация, макар да бе надлежно заявена по реда на ЗДОИ, ние сме заложили тези разходи като 40-50% от стойността им за аналогични централи в САЩ. Не сме заложили печалба. Разликата между двата сценария идва от разликата в лихвените проценти.

Таблица 5: Предполагаема цена

Валута за KW	Сценарий 1	Сценарий 2
Евроцента	14	14.6
Стотинки (~)	27,3	28,5

Цената за 1 KW електроенергия, при пълно отчитане на инвестициите и разходите би била сравнима със субсидираната цена за киловат електроенергия от ВЯЕЦ.

Фискални ефекти

Това са въздействията върху държавния бюджет. При пресмятането им отчитаме размера на първоначалните инвестиции, очакваните приходи от данъци и осигуровки от дейността на АЕЦ „Белене” и пропуснатите ползи в резултат от нереализирането на инвестиции в ТЕЦ „Варна”, „Бобов дол”, „Марица Изток” и във вятърни паркове. (Не е отчетен ефекта от освобождаването от мито на вноса на ядрено гориво.)

Общият размер на първоначалната инвестиция, свързана с АЕЦ „Белене” се отнася до изграждане на инфраструктура на площадката, цех за преработка на отпадъците и хранилище за временно съхраняване, трайно хранилище на територията на страната, далекопроводи, системна автоматика, подстанции, диспечирание и т.н., заместващи мощности, компенсирани мощности, връзки с електроенергийната система и увеличаване на капацитета на съществуващите мощности, които е необходимо да бъдат извършени, за да е възможно функционирането на централата. Тези разходи ще бъдат направени от БЕХ или НЕК, които ще бъдат финансирани за това със средства от държавния бюджет – т.е. от българските данъкоплатци.¹⁴ Освен това трябва да се отчетат и вече извършените и фактурирани разходи за консултантите, проектирането, подготовката на площадката и оборудването.

Очакваното нетно производство от АЕЦ Белене на електроенергия е около 14.5 TWh. През първите години от експлоатационната фаза на проекта, поради наличието на големи фиксирани разходи, ще се реализира загуба, което означава, че няма да има приход от корпоративен данък в бюджета и няма да има дивиденди. Данъчните

¹⁴ Имуществото на БЕХ ще бъде обезпечение при финансирането на тези дейности, каквото ще са и акциите на българската страна в дружеството за изграждане и експлоатация на АЕЦ „Белене”; излишно е да се споменава, че при неефективност на централата, обезпечението (активите на БЕХ) ще станат собственост на кредитора.

приходи ще се реализират от осигурителните вноски на работещите, от данъка върху личните им доходи и от данъка върху добавената стойност от потреблението им. Очакваният положителен ефект през първата година от проекта е приблизително 28.6 млн. евро приходи в държавния бюджет. Заедно с това обаче поради нереализираните инвестиции в посочените ТЕЦ и във вятърните паркове приходите в бюджета ще се пониски с около 37.6 млн. евро от по-ниски заплати и потребление, както и от нереализирана печалба и съответно данък върху печалбата от тези компании.

При норма на възвръщаемост от поне 6% на година, нетната настояща стойност на пропуснатите ползи за българския данъкоплатец ще бъде над 3 милиарда евро за срок от 25 години. Това означава:

- първо, че разходите на данъкоплатеца за изграждането на АЕЦ Белене никога няма да се откупят,
- второ, че на всяко официално заето в момента лице се падат приблизително по 1 015 евро нетна загуба на богатство в резултат от тази инвестиция (за този период от време) и, че,
- трето, поради разхвърлянето на тези разходи във времето, средният данъкоплатец най-вероятно е и ще остане рационално незаинтересован от съдбата на проекта.

Изводи и препоръки

АЕЦ „Белене“ не е необходима за осигуряване на електропотреблението на България до 2025 г. Външното търсене на електроенергията от тази централа е под въпрос. При така оценените разходи и цени на KW, централата е неконкурентна. Възможно е, разбира се, да се продава по цени под равнището на покриване на разходите. Тогава ползите от централата са компаниите посредници и за инвеститора, но не и за икономиката на България. Този сценарий е много вероятен, предвид изгражданите енергийни мощности в съседните страни.

Най-вероятният ефект от изграждането на АЕЦ „Белене“ е увеличаването на енергийната зависимост от Руската Федерация над 80%.

При това рисковете, свързани с технологиите, управлението, радиоактивните отпадъци и геологията на проекта, и поне половината от разходите за функциониране на тази АЕЦ „Белене“ като част от енергийната система на България и Европа остават за сметка на населението на България.

Изводът от тези изчисления е, че АЕЦ Белене категорично носи значително повече разходи, отколкото приходи за държавния бюджет.

„Цената“ на АЕЦ – инвестицията плюс системните разходи, както са дадени в таблица 3 - ще е между 4 200 и 4 300 евро на домакинство, за посочения период.

Около 5 000 домакинства на засегнатите от затварянето на мощности или ограничаването на капацитета на ТЕЦ, ВЯЕЦ и Мини „Марица-Изток“ ще понесат загуби в непосредствено бъдеще, преди и веднага след включването на АЕЦ „Белене“ в експлоатация.

Препоръки

1. Отказ от проекта за изграждане на АЕЦ „Белене“.

2. Институционална подкрепа за елементите на електроенергийната система, работещи на местни енергийни източници.
3. Актуализиране на прогнозите за електропотреблението до 2025 г.
4. Удължаване на живота на 5 и 6 блок на АЕЦ „Козлодуй”.
5. Развитие на атомната енергетика на площадката „Козлодуй”.

Увод

Предистория и екип на анализа

В периода между края декември 2010 г. и 28 март 2011 г. Институтът за пазарна икономика изготви анализ на ползите и разходите от проекта за изграждане на АЕЦ „Белене“. Резюме на този анализ бе представено в Интернет страницата на ИПИ и на пресконференция в Народното събрание на 23 март т.г. Пресконференцията бе проведена по инициатива на народния представител Мартин Димитров, председател на Комисията икономика, енергетика и туризъм.¹⁵

Институтът анализира развитията, свързани с проекта „Белене“ от февруари 2002 г., когато тогавашният премиер на България пое едностранно ангажимент пред премиера Гърция за затварянето на 3-ти и 4-ти блок на АЕЦ „Козлодуй“ преди формалното членство на България в Европейския Съюз (макар, според нас, изпълнението на този ангажимент да бе реалистично към 2009 или 2010 г.). Този ангажимент ни накара да предположим, че един от неговите скрити мотиви е да се възроди проекта за изграждане на АЕЦ „Белене“. През април 2002 г. тази хипотеза бе потвърдена официално от изказвания на официални лица от тогавашното правителство, а решението на изграждане на АЕЦ „Белене“ е взето на 29 април 2004 г. Технико-икономическият анализ и ОВОС на проекта стават обществено достояние едва през май 2005 г., след заявление на ИПИ по закона за достъп до обществена информация. Преди това са проведени непълни и непълноценни обществени обсъждания.¹⁶

Ръководителят на екипа, д-р Красен Станчев, участва в експертната на БАТ за АЕЦ Белене през 1989-1990 г. Като председател на комисията на Великото Народно събрание по опазване на околната среда той наследява преписката по АЕЦ „Белене“ от предишното народно събрание.¹⁷ Координаторът на БАН и редактор на съответния доклад за изготвяне на този доклад, д-р Пламен Цветанов от Института по ядрена енергетика и ядрени изследвания на БАН, също е член на екипа на ИПИ, като един от основните участници в обсъждането на „Белене“ през последните двадесет години. Същата е и ролята друг основен експерт в екипа - д-р (по ядрена физика) Георги Касчиев. Инж. Георги Босев експерт по съставянето на енергийни баланси и е първият, който успя да обори възгледа за необходимост на нови ядрени мощности в енергетиката на България още през 2005 г. Д-р Красимир Лаков, д-р Евгени Райков, Димитър Чобанов и Изпълнителният директор на ИПИ Светла Костадинова са експертите, които оценят стопанската целесъобразност, социалните и фискалните ефекти от проекта АЕЦ „Белене“, включително последиците за енергийната независимост.

¹⁵ Г-н Мартин Димитров, като старши икономист на ИПИ, бе лично ангажиран с оценките ни на проекта „Белене“ до избирането му за народен представител през 2005 г. Като председател на спомената комисия, на 29 септември 2009 г. той организира в Народното събрание кръгла маса на тема „Бъдещето на АЕЦ „Белене“. В нея участват народни представители, министър Трайков, експертите, обосновавали решението за възраждане на АЕЦ „Белене“ и неправителствени експерти (на Екогласност, ПДИ и др.), представители на настоящия екип на ИПИ.

Презентациите и стенограмата от тази кръгла маса могат да бъдат намерени на страницата на Комисията в Интернет, вж.: <http://www.parliament.bg/bg/parliamentarycommittees/members/224/documents> .

¹⁶ Административните процедури и перипетиите около това решение, включително делото на „Екогласност“ срещу Министерския съвет във Върховния административен съд са много добре представени от Програма Достъп до информация, вж.: <http://www.aip-bg.org/documents/belene.htm> .

¹⁷ През март 1991 г. комисията препоръчва закриване на проекта поради рискове, свързани с околната среда и стопанската целесъобразност.

Цели

Ние се заехме с изготвянето на този доклад поради убеждението ни, че независимата от правителствените структури оценка на атомните централи е основа за търсенето на най-доброто решение. Непосредствен повод за нашето усилие, е обявеният търг за оценка на проекта АЕЦ „Белене”, спечелен от HSBC. Ние се опасяваме, че както и през 2004 г., анализът на правителственият консултант, поради липса на време, ще се ограничи до тесните рамки на проекта, без да се отчетат системните връзки, външното търсене и социално-икономическите ефекти.

Основната цел на настоящия доклад е да анализира проекта АЕЦ „Белене” според изискванията на чл. 45, ал. 2 от Закона за безопасното използване на ядрената енергия. Според него решението за изграждане на ядрена централа се взема от Министерския съвет на основата на предложение от министъра на икономиката, енергетиката и туризма с оценка на:

- „ядрената безопасност и радиационната защита, въздействието върху околната среда и физическата защита;
- социално-икономическото значение от изграждането на ядрена централа за страната или за отделни региони;
- радиоактивните отпадъци и отработеното ядрено гориво, които се получават в резултат на дейността на ядрена централа, и тяхното управление.”

Тези изисквания съответстват на международните стандарти.

Втората цел на доклада е да допринесем за обсъждането на бъдещото предложение за изграждане на АЕЦ „Белене”, което се изисква от алинея 4 на същия член от закона.

Методологически бележки

Основната методологическа нагласа е да се пресметне стопанската целесъобразност на АЕЦ „Белене” при относително оптимистична пазарна конюнктура. По долу обясняваме какви са стандартните разходи, които трябва да се отчитат и какви са стойностите им при сегашното състояние на пазара. След това даваме сегментите в разходите, за които допускаме стойности значително под пазарните. Където е необходимо в хода на изложението, даваме допълнително методологически уточнения.

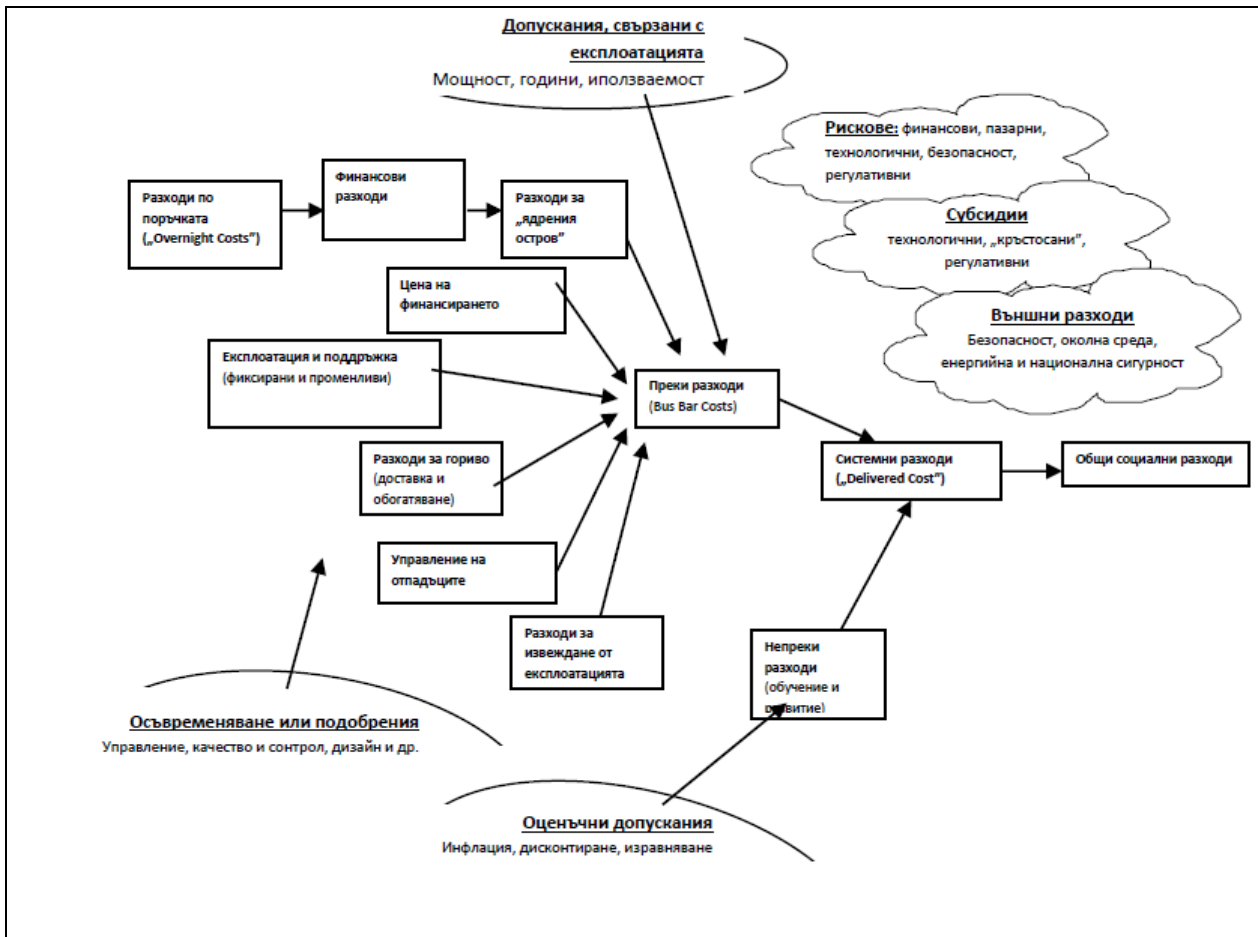
Основната хипотеза, която проверява нашия анализ е необходимостта от изграждането на нови мощности, в дадения случай нова АЕЦ.

Стандартни разходи за изграждане на АЕЦ при сегашното състояние на пазара

Стандартите за оценка на разходите за изграждане на атомни централи изискват много допускания и детайли, които трябва да бъдат разположени във времето.

Графика 2: Нагледно представяне на стандартните разходи¹⁸

¹⁸ Mark Cooper, The economics of nuclear reactors: Renaissance or Relapse, June 2009.



Различните разходи се нуждаят от известно обяснение. Ето съдържанието с пояснение за пазарните цени за периодите, за които е налична информация.

“**Overnight cost**” на даден проект за АЕЦ е въображаема цена, която би била в сила, ако днес оборудването се поръча и се плати, а през нощта обектът е изграден и на сутринта е готов. Използва се най-често за сравнение цените на производителите на ядрено оборудване и обикновено се дава в щатски долари (или в евро) на инсталиран kW мощност. Обикновено включва само разходите за т.нар. „ядрен остров”, в редки случаи и за турбината. Това е най-важният компонент, като за отбелязване е, че през последното десетилетие той непрекъснато расте, като:

- През 2003 – 2005 г. се оценява между \$ 1 250 (€892,9) за kW и \$2 500 (€1 785,7)/kW¹⁹;
- През 2007 – 2008 г. в САЩ оценките са между \$2 300 (€ 1 642,9)/kW и \$6 000 (€4 285,7/kW, а в Европа - \$1 400 (€1 000)/kW(e) и \$4 500 (€ 3 214,3)/kW(e)²⁰;
- 2009 г. САЩ - оценките са между \$4 500(€ 3 214,3)//kW и \$10500 (€7 500)/kW)²¹.

Компанията която строи централата трябва да направи и редица други разходи, в това число

- Разходи на собственика за технико-икономически проучвания, за ОВОС, подготовка на площадката, адаптиране на проекта и други;

¹⁹ МААЕ Nuclear Technology Review 2009. Цената в евро е дадена по пазарен курс на щатския долар на 27 март 2011 г.: \$1,4 = € 1.

²⁰ Nucleonics week, February 22, 2007.

²¹ The Global Nuclear Fuel Market — Supply and Demand 2009, September 2009.

- Разходи от инфлация, поскъпване на материали и услуги, които могат да бъдат съществени в период от 6-8 години. Данните показват, че в периода 2004 – 2007 г. цената на медта е растяла средно с 69,2% на година, на никела - с 60,3%, на желязото и стоманите - с 19,6%, на цимента - с 11,6%, на парогенератори и далекопроводи - с 25 до 35%²². Тези фактори водят до значително увеличение стойността на АЕЦ. Например началните разходи за Olkiluoto 3 във Финландия оценявани в края на 2003 г. на 3 милиарда евро към края на 2008 г. вече са 4,5 милиарда евро²³, а към септември 2009 г. – 5,3 милиарда евро²⁴;

- Финансовите разходи за обслужване на кредитите. Те са голямо перо и зависят главно от лихвените условия и срока на изграждане. Например при заеми 4 милиарда евро, лихва 10 % и срок за изграждане 5 години, натрупаните лихвени задължения преди пускане на централата ще са над 1 милиарда евро.

Горните разходи добавени към **“Overnight cost”** формират т.н. **“All-in Cost”**, които отразяват стойността на ядрения остров (в някои случаи и на турбинта) след изграждането му

За формиране на т.н. **“Direct cost”** (или **“Bus bar cost”**), трябва да се отчетат и разходите, които се налагат за да може да се подаде енергия на изхода от централата, които за нова площадка може да надхвърлят 1 милиарда евро:

- Разходи за обектите от ядрената инфраструктура (канални, охладителни кули, подземни комуникации, химически цех, мазутно-маслено стопанство, работилници, лаборатории, обекти за управление на отработеното гориво и радиоактивните отпадъци и др.);

- Разходи за имитационна активна зона и начално зареждане с ядрено гориво и поглътителни. Например за 1 000 MW клас реактор са нужни 150 – 200 милиона евро, в зависимост от цената на урана;

- Разходи за експлоатация и поддръжка (заплащане на персонала, горива, химикали, суровини и др.), физическа защита, гаранция за ядрена щета, вноските във фондовете за извеждане от експлоатация за извеждане от експлоатация и др.;

- Разходи за инженерните и финансови консултанти по проекта.

“Bus bar cost” се определят в \$/kWh или Euro/kWh.

Съществува силна зависимост между тях и **“Overnight cost”**, като увеличаването на **“Overnight cost”** с \$1 000 (€ 714,3) според различни автори води до увеличение на **“Bus bar cost”** с 1,8 – 2,4 \$/kWh (€ 1,29 – 1,71), с 2,4 \$ (€ 1,71)/kWh²⁵ и 3,0 (€ 2,14) \$/kWh²⁶. Увеличаването в САЩ между 2003 и 2009 г. на средните **“Overnight cost”** от \$2 000 (€ 1 428,5)/kW на \$6 000 (€4 285,7)/kW води до нарастване на **“Bus bar cost”** между \$7,2 (€5)/kWh и \$12 (€8,6)/kWh.

²² Nucleonics week January 24, 2008.

²³ Nucleonics week December 25, 2008.

²⁴ Nucleonics week September 3, 2009.

²⁵ Източник: MIT.

²⁶ Чикагска стокова борса.

Т.н. **“Delivered cost”** се формират като се отчетат разходите за електропроводи и подстанции за подвързване на новата АЕЦ към ЕЕС, които при строеж на АЕЦ на нова отдалечена площадка може да достигнат 3 милиарда щатски долара²⁷.

Тези разходи трябва периодично да се осъвременяват, като се отчитат инфлационните процеси, проблеми в процеса на регулиране, проблеми с качеството, забавяне на строителството поради трудности и недобра организация, преразглеждане на техническия проект, забавяне при изготвянето на оборудването и други.

Трябва да се има предвид, че съществуват и допълнителни разходи, които трудно се отчетат, например за изграждане на резервни мощности, за оптимизиране на ЕЕС, строеж на нови далекопроводи за износ, за подготовката на кадри, за опазване на околната среда, за осигуряване на националната сигурност и др.

От посочените примери се вижда, че през последните години има тенденция към оскъпяване на компонентите за изграждане на АЕЦ. След земетресението в Япония и аварията в АЕЦ Фукушима, нашите запитвания до специалисти по финансиране на атомни проекти показват консенсусно очакване за увеличаване от 40 до 50% на разходите за безопасност, а те от своя страна формират между 30 и 40 на сто от цената.

Допускания за оперативните и системни разходи

Разчети на НЕК по този параграф не ни бяха предоставени към датата на подготовка на доклада, въпреки че те би трябвало да са налице, за да може да се вземе решение за изграждане на АЕЦ, както и да са публично достояние (и според закона за достъп до обществена информация и в съответствие с Европейската Енергийна Харта).

Оперативните разходи се основават на аналогия с АЕЦ в САЩ, които имат много добра отчетност. Стойностите в Таблица 5 са приблизително 50% надолу, за да отразят по-слабата икономическа активност и относителни цени в българската икономика. Предполагаме впрочем, че цената на kWh електроенергия от АЕЦ „Козлодуй“ е близка до посочените общи разходи в таблицата, защото тази централа не изпраща кредити за изграждането.

Таблица 6: Допускания за някои видове разходи

Вид разход	Евроцента на kWh
Годишни производствени разходи	0,8
Оперативни разходи и поддръжка (годишно)	1,0
Гориво (едно зареждане)	0,4
Общи разходи (годишно)	2,2

Не ни е известно и как са определени разходите на НЕК и БЕХ за потенциалното включване на АЕЦ „Белене“ в енергийната система на страната. Тази таблица дава обяснения за някои видове такива разходи и ги разпределя по произход на финансирането.

Таблица 7: Разходи според източника на финансиране

Инвестиция	Вид/обяснение	Произход
------------	---------------	----------

²⁷ Различни източници: EuroAtom, OECD, IFC, Equator Principles.

Стойност на централата	По проектно предложение от 2004 г. (Това е т.нар. ядрен остров)	Инвеститора
Цена на финансиране застраховка (капитализирана за 7 години строителна фаза)	При 7% ГЛП + 1% застраховка	Финансов ресурс
Инфраструктура на площадката	Експертна оценка	Публична инвестиция, задължение по закон
Цех за преработка на отпадъците и временно хранилище	Експертна оценка	Публична инвестиция (също)
Изграждане на постоянно хранилище	За АЕЦ Белене и АЕЦ Козлодуй (50% от стойността); по-нататък в текста ние заимстване по аналогия цената на такова хранилище в изоставени солници в Герматния	Публична инвестиция (също)
Изграждане на 600 км далекопроводи	Вкл. Автоматика, подстанции, диспечинг	Публична инвестиция (също)
Заместващи мощности (620 MW на газ)	Частично заместващи (според Енергийната стратегия); едно от основанията да се предвиждат такива мощности именно на газ е обстоятелството, че те се поддават лесно на регулиране	Частна инвестиция
Компенсиращи мощности (500MW ВЕЦ)	Частично компенсиращи (такива мощности, например ПАВЕЦ „Чаира“) на практика поемат излишната електроенергия от „Козлодуй“	Частна инвестиция
Връзки с европейската енергийна система и увеличаване на капацитета на съществуващите мощности	Включително връзки към Молдова, което означава между другото и възможност за внос на относително по-евтина от тази на Белене и/или външни заместващи мощност.	Публична инвестиция

Следва да отбележим, че така както са предвидени заместващите и компенсиращите мощности ще зависят като тип разход от цените на природния газ и водата през следващите 50-60 години. Общото очакване за тези цени е, че те ще растат. Не ни е известно от НЕК и МИЕТ да са правени разчети по този повод. Ние не сме отчели този

ефект при изчисленията на икономическата целесъобразност. Но се опитваме да ги вземем предвид при оценката на енергийната независимост.

Обстоятелството, че като заместващи мощности в Енергийната стратегия са предвидени именно паро-газови централа (централи), най-вероятно означава, че някой проект и съществуващ играч в енергетиката вече е нарочен за изпълнител. Такива решения би трябвало да бъдат отнесени към регулаторните рискове. Ние не ги остойностяваме.

Списък на невключените разходи и алтернативна цена на АЕЦ „Белене“

В нашите изчисления не са включени разходите за:

- изследвания и развитие;
- проектиране на системните връзки;
- управление на енергийната система;
- обучение и квалификация на персонала;
- управлението на хранилищата;
- разходите за опазване на околната среда.

При проверката на хипотезата за необходимостта или липса на необходимост от нова АЕЦ, оценката на социално-икономическите изисква и изчисления за „алтернативната цена“ на „Белене“. Това са мощностите, които няма да се осъществят или ще бъдат значително ограничени, за да бъде използвана АЕЦ „Белене“.

Всички експерти по финансиране на проекти за големи технологически системи са категорични, че след аварията във „Фукушима 1“ финансирането на АЕЦ (и като лихвени проценти и като застраховане) ще се оскъпи. Някои от тях предполагат, че оскъпяването ще е от порядъка 40-50%. Вероятното оскъпяване на финансирането не е отчетено в оценката на социално-икономическото значение на АЕЦ „Белене“.

Необходимост от АЕЦ „Белене“

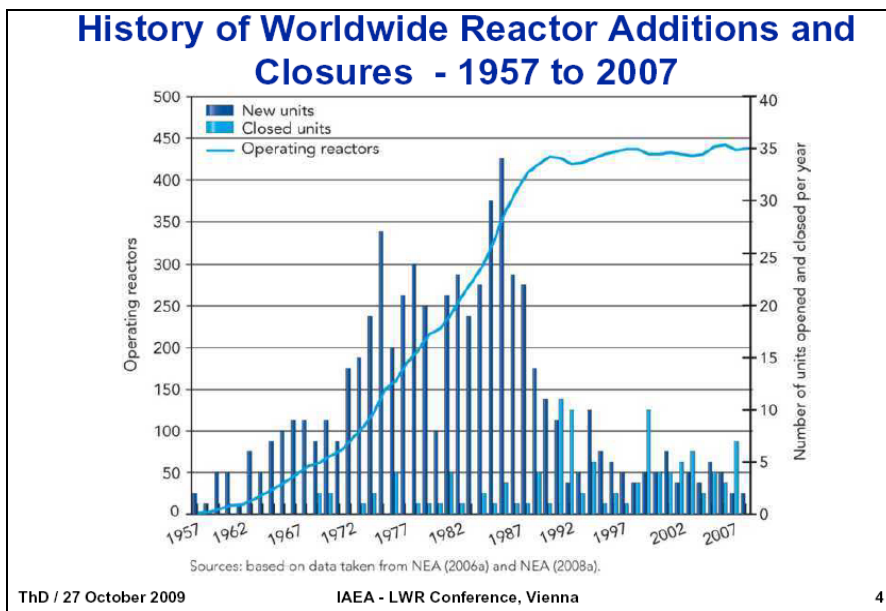
В тази част на настоящия доклад ние оценяваме необходимостта от нова мощност от пода на АЕЦ. За целта, първо, правим преглед на т.нар. „ядрен ренесанс“. Той ще ни послужи по-късно при оценката на рисковете. След това правим преглед на съществуващите възгледи за енергиен баланс на България за периода до 2020 и 2025 г.

Глобален и европейски контекст (преди и след Фукушима 1)²⁸

Развитие на ядрената енергетика

Първите прототипи на ядрени реактори за производство на електроенергия са пуснати през 50-те години на миналия век. Нарастването на броя енергийните реактори и мощността им е показано на следващата фигура²⁹.

Графика 3: История на въвеждането в експлоатация и закриването на атомни реактори в света



Върховият период е в средата на 80-те години, когато ежегодно се пускат над 20 реактора. След аварията в Чернобилската АЕЦ обаче над 100 поръчки за реактори са отменени, строителството на много реактори е замразено. Много страни преразглеждат ядрените си програми, някои ги спират, други въвеждат мораториум и нови реактори почти не са поръчвани. **Подобно развитие е вероятно и след Фукушима 1, макар от графиката да е очевидно, че днес няма такъв бум на въвеждането на нови ядрени мощности, на какъвто бяхме свидетели в миналото. Със сигурност може да се прогнозира, че т.нар. ядрен ренесанс ще се смени с ядрена стагнация. Дори енергийно „гладни“ страни като Индия и Китай обявиха преразглеждане на ядрено енергийните си програми.**

Към март 2011 г. в тридесет страни от света работят 442 ядрени реактора с обща електрическа нето мощност 375 GW³⁰.

²⁸ Тук са използвани материали, идеи и оценки, публикувани и в други издания.

²⁹ IAEA, International Conference on Opportunities and Challenges for Water Cooled Reactors in the 21st Century, 27-30 October 2009, Vienna, Austria

³⁰ IAEA <http://www.iaea.or.at/programmes/a2/>

Най-разпространени са леководните - 361 броя (82 % от всички), средна нето мощност от 920 MW и обща – 332,2 GW. Далеч зад тях на второ място са тези със забавител тежка вода – 47 броя (10,6 % от всички), средна нето мощност от 490 MW и обща - 23 GW (6,6 %). Останалите са газ-графитови – 18 и графитово-водни – 15. Има само два реактора на бързи неутрони, от които единият е спрял.

Почти две трети от реакторите са в шест страни: САЩ (104), Франция (58), Япония (54), Русия (32), Южна Корея (21) и Англия (19). Към март 2011 г. опитът от работата на енергийните реактори възлиза на 14400 реактор-години³¹.

Електроенергията от ядрен произход във Франция (2010) е 74,1 %, в Япония (2010) – 29,2 %, в САЩ (2009) – 20,2 %, в Русия (2009) – 17,8 %, но в най-големите страни - Китай и Индия е само малко над 2 %.

Окончателно спрени са 125 реактора – прототипи и от 1-во поколение. Площадките на 10 от тях са напълно почистени и освободени от контрол, а 17 реактора са частично демонтирани и за дълго са под контрол.

ЕС: Броят на реакторите в ЕС-27 достига 177 през 1988 г. след което постепенно намалява до 143 към началото на 2011 г. В Европа все още има два реактора от 1-во поколение (във Великобритания те ще бъдат спрени в средата на 2011 г.) и четири реактора които повечето експерти класифицират между 1-во и 2-ро поколение.

Развитие през последните 10 години

Този период може да се охарактеризира като застоен, тъй като броят на работещите реактори в света остава практически постоянен – между 430 и 440, а сумарната им мощност в рамките на 360 - 370 GW. По-подробна информация за развитието през последните пет години е дадена в следващата таблица.

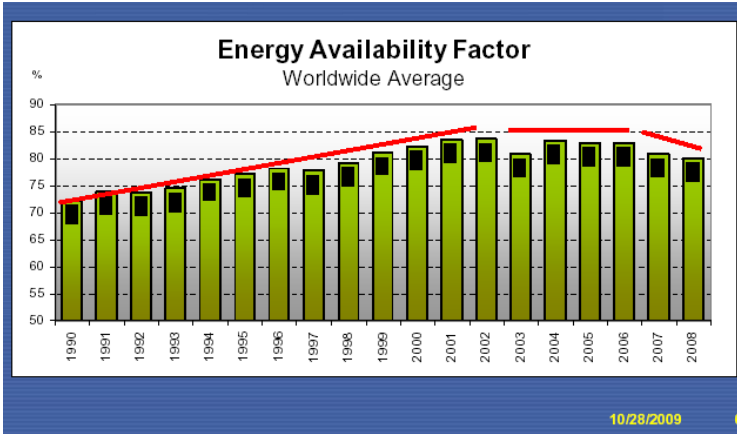
Таблица 8: Динамика на ядрените мощности

Година	Пуснати нови реактори, бр. / нето ел. мощност, MW	Спрени реактори бр. / нето ел. мощност, MW
2010	5 / 3722	1 / 130
2009	2 / 1068	3 / 2506
2008	няма	1 / 412
2007	3 / 1857	няма
2006	2 / 1490	8 / 2236
2005	4 / 3821	2 / 940
2004	5 / 3885	5 / 1385
2003	2 / 1625	6 / 988
Общо	18 / 13746	25 / 8467

Между 1990 г. и 2004 г. производството на електроенергия от АЕЦ нараства от 1900 TWh до 2600 TWh. Само 36 % от него обаче е от нови реактори и около 7 % идва от повишаване на мощността им за сметка на по-точно определяне на параметрите (намаляване на запасите) и подобрения на турбините. **57 % са поради увеличаване използването на разполагаемата мощност**, както е показано на следващата фигура.

³¹ WNA <http://www.world-nuclear.org/>

Графика 4: Разполагаеми ядрени мощности в света



През последните години този параметър намалява, което показва, че времето за ремонт и изпитания е било прекалено малко в предходните години.

Тези фактори обаче не са в състояние да компенсират много по-големия ръст на другите енергоизточници. По тази причина дялът на ядрената електроенергия в света намалява от 17 % през 1999 г. под 14 % през 2008 г.³² и 13,5 % през 2009 г. (под 6 % от общото производство на енергия). Въпреки нарастването на броя на започнатите реактори през последните години (2010 – 14, 2009 – 12, 2008 – 10) този дял ще продължи да намалява.

Повечето реактори работят в 12-месечен цикъл, но тенденцията е този срок да се увеличава чрез използване на гориво с по-високо обогатяване и прецизно използване на поглътители. Например реакторите в САЩ работят в 18- и 24-месечен цикъл, част от реакторите на Франция се привеждат постепенно в 18месечен цикъл.

Животът на много от реакторите в САЩ и Русия е продължен с 5-20 г. над проектния.

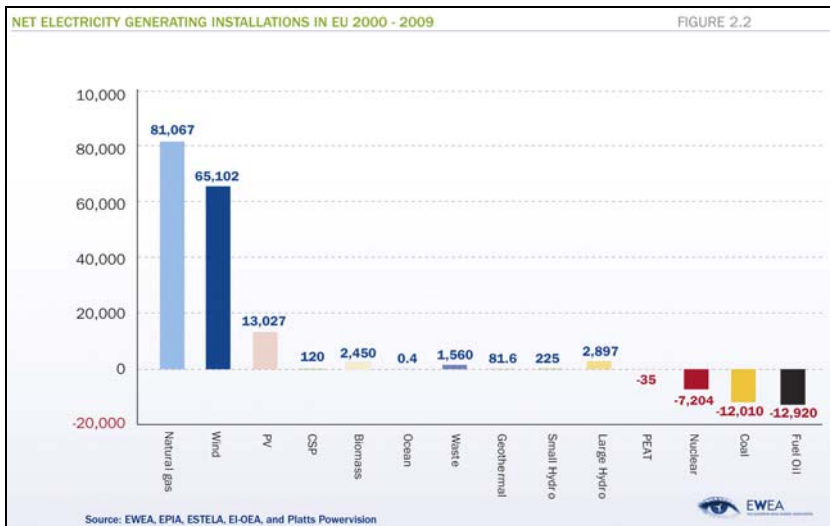
Удължаването на живота на реакторите е една от най-важните характеристики на сегашната ситуация в ядрената енергетика.

ЕС: Процесите са подобни - през 2008 г. дялът на електроенергията от ядрени централи в страните от ЕС е бил 27,8 % (но би бил 17,6 % без Франция, където е близо 76 %), а в 13 страни на ЕС няма АЕЦ. През последните десет години общата мощност на реакторите в ЕС намалява (както и на ТЕЦ с въглища и нефт), а 88 % от новите мощности са газови централи и ветрогенератори³³.

Графика 5: Развитие на електроенергийните мощности в ЕС

³² МААЕ, Nuclear Technology Review 1999 – 2009, <http://www.iaea.org/Publications/>

³³ European Wind Energy Association, <http://www.ewea.org/index.php?id=1486>



Развитие в средносрочен и дългосрочен план

Върху развитието на ядрената енергетика оказват възпиращо въздействие редица “тесни места”, в това число:

- **Отношение на обществеността:** Ядрената енергетика е най-горещо обсъжданата енергийна технология. В много страни значителна част от хората са против развитието ѝ, имайки предвид възможността от тежки аварии, неизясненото въздействие на малките дози облъчване, възможността за изработка на ядрено оръжие, невъзможността да се демонстрира инженерно решение за погребване на ОЯГ/високоактивните отпадъци от преработката му.

- **Финансиране:** Новите АЕЦ изискват много високи начални разходи. След Фукушима финансирането ще се оскъпи. Съществува реален риск от същественото им нарастване при забавяне на строителството. **Изплащането им може да стане в течение на десетки години, ако има висока използваемост, конкурентна себестойност и пазар.**

Финансовите среди са притеснени, че при тежка авария могат да се загубят милиардни инвестиции и същевременно да възникнат непредвидени милиардни разходи за застраховане и преодоляване на последствията. Поради това финансирането е проблематично дори в развитите страни. Например въпреки държавната подкрепа от последните три правителства, в САЩ все още няма започнат нов реактор. Практически след Фукушима няма страна, освен Руската Федерация, в която официалните власти да са заявили, че ще поставят на доставчиците на атомни централи по-високи изисквания за безопасност.

- **Ядрено гориво:** Ако мощността на реакторите се увеличи с 50 %, урановото гориво ще стигне за около 50 г. Дори цялото натрупано досега ОЯГ да бъде рециклирано извлечените плутоний и уран биха стигнали за начално зареждане на 150 - 200 реактора с бързи неутрони³⁴ (при условие че бъдат разработени и успешно внедрени).

- **Площадки за АЕЦ:** Площадките за изграждане на АЕЦ трябва да отговарят на много изисквания за безопасност. Поради това броят им е ограничен, особено в Европа и Северна Америка.

³⁴ Nucleonics week, February 22, 2007

- **Тежки компоненти:** Изработването на тежките компоненти за реактори е дългогодишен и сложен процес, който се прави само в няколко завода в света. Сега капацитетът за корпуси на реактори е по-малък от 15 годишно.

- **Персонал:** Наличието на добре обучен персонал за централите, инженерните и регулиращите организации е от ключово значение. Сега в тази област работят над един милион души, от които в следващите 10-на години ще се пенсионира около половината.

- **Подходящи проекти:** Почти всички сегашни проекти са с мощност 1 100 – 1 700 MW (ел), което е твърде висока мощност за електросистемите на много страни, които са под 6 000 MW. Освен това ядрените реактори могат да се използват основно като базови мощности;

Погребване на отработеното ядрено гориво (ОЯГ): Техническите възможности за изграждане на дълбоко геоложко хранилище и за надеждното изолиране на ОЯГ (и/или високоактивните отпадъци от преработването му) в течение на десетки хиляди години не са доказани. Предложена е нова проектодиректива на Европейската Комисия, която ще забрани износа на ОЯГ за погребване в страни извън ЕС. След приемането на директивата страните ще имат 4 -годишен срок да изготвят национални програми с конкретни планове за изграждане на дълбоко разположени геоложки хранилища.

134 от действащите реактори работят повече от 30 години, а 327 – над 20 години. Това означава, че към 2030 г. повечето от тях ще бъдат спрени.

Към март 2011 г. в процес на изграждане са 65 реактора с обща мощност 62,8 GW, основно (41) в Азия. В 4 държави се строят 48 – Китай (27), Русия (11), Южна Корея (5) и Индия (5). В Западна и Централна Европа има само 4 реактора в строеж – по един във Франция и Финландия и 2 в Словакия.

Възрастта на работещите реактори към края на 2009 г. е показана на следващата графика.

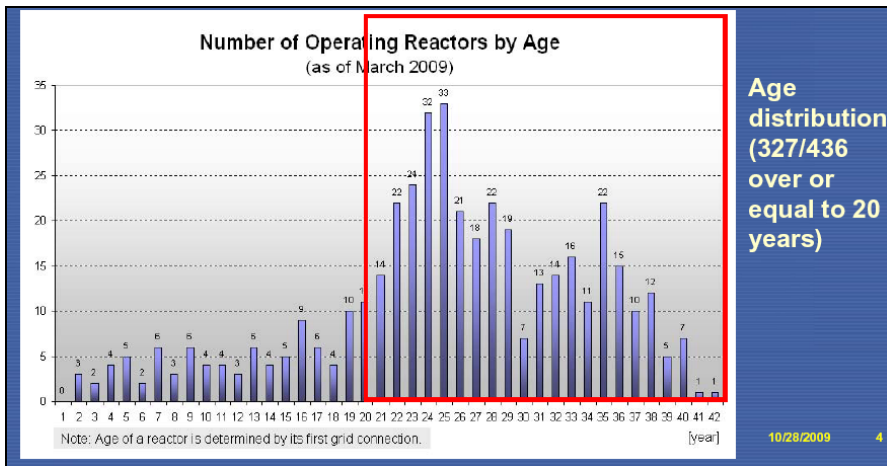
През 2009 г. оценката на Департамента по Енергетика на САЩ е, че към 2030 г. мощността на енергийните реактори в света ще достигне 509 GW.

През септември 2009 г. МААЕ дава максимален и минимален сценарий за 2030 г., които предвиждат съответно 810 GW и 510 GW.

СЯА през септември 2009 г.³⁵ в референтния си сценарий прогнозира, че към 2030 г. ще има 580 реактора с обща мощност 600 GW. Максималният дава 812 реактора с мощност 818 GW, а минималният – само 240 реактора.

Графика 6: Брой на действащите атомни реактори по „възраст“

³⁵ The Global Nuclear Fuel Market — Supply and Demand 2009, September 2009



През 2009 г. оценката на Департамента по Енергетика на САЩ е, че към 2030 г. мощността на енергийните реактори в света ще достигне 509 GW.

През септември 2009 г. МААЕ дава максимален и минимален сценарий за 2030 г., които предвиждат съответно 810 GW и 510 GW.

СЯА през септември 2009 г.³⁶ в референтния си сценарий прогнозира, че към 2030 г. ще има 580 реактора с обща мощност 600 GW. Максималният дава 812 реактора с мощност 818 GW, а минималният – само 240 реактора.

Реалистичният извод е, че към 2030 г. общата мощност на реакторите може би ще е около 500 GW и ролята на ядрената енергетика в енергийния микс ще остане ограничена. Всички тези прогнози обаче ще претърпят съществена преоценка, като се има в предвид, че на 11 март 2011 г. в Япония стана тежка ядрена авария. Много вероятно изглежда да се повтори ситуацията след Чернобилската катастрофа и да се отиде към съкращаване на ядрените програми, особено в гъсто населената Европа.

Ядрен горивен цикъл

Преден край на ядрения горивен цикъл

Годишното потребление на уран в света е общо 78–79 хил. т. От това количество ядрените енергийни реактори използват около 67 хил. т уран, от който се произвежда 10-11 хил. т ядрено гориво.

През 2009 г. в света са добити 50 772 т уран, през 2010 г. - около 55 хил. т³⁷. Урановите ресурси са разпределени неравномерно - три страни (Казахстан, Канада, и Австралия) добиват около 60 % и още 5 (Намибия, Русия, Нигерия и Узбекистан и САЩ) – още около 30 %.

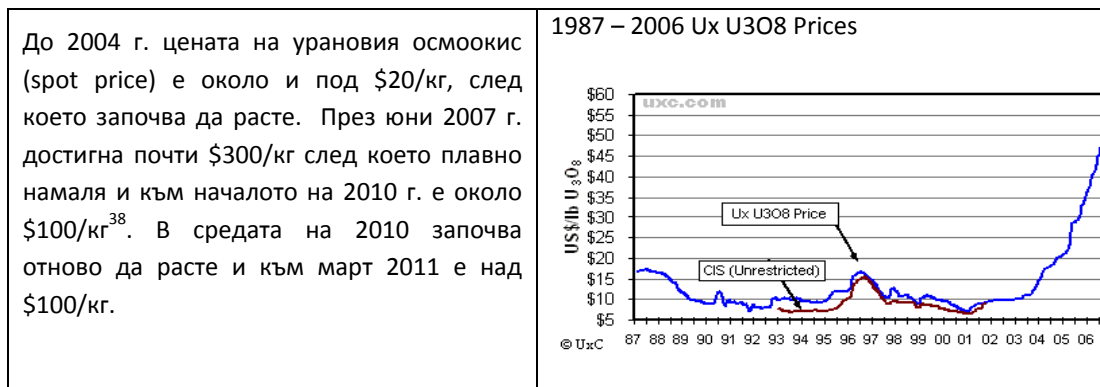
През последните десетилетия има голяма разлика между добива и консумацията – например добивът през 2009 г. е покрил само 76 % от консумацията. Разликата се набавя от т.н. вторични източници – цивилни и военни запаси, разтваряне на високообогатен оръжеен уран (покрива около 13 % от нуждите), използване на рециклиран уран и допълнително обогатяване на обеднения уран. Тази диспропорция се дължи основно на това, че преди Чернобил имаше прогнози за бързо развитие на

³⁶ The Global Nuclear Fuel Market — Supply and Demand 2009, September 2009

³⁷ WNA <http://www.world-nuclear.org/info/uprod.html>

ядрената енергетика и бяха въведени в действие нови мини, които обаче впоследствие са затворени. **Съгласно прогнозите повечето вторични източници ще се изчерпят през 2014 – 2016 г., когато не е изключено да има рязко покачване на цената на урана и криза в снабдяването с ядрено гориво.**

Криза в снабдяването с уран може да настъпи и по чисто политически причини, както това бе демонстрирано от ядрената програма на Индия – поради липса на уран нейните реактори имаха много нисък коефициент на използване на инсталираната мощност.



Доказаните (икономически рентабилни) запаси от уран в света се оценяват на около 5,5 млн т. При сегашната консумация те биха били достатъчни за около 70 години. Ако общата мощност на работещите реактори нарасне с 50 %, ядреното горивото съответно ще стигне за около 50 години. Предполага се, че би могло да се открият находища с още около 5 млн т. уран³⁹.

Добиването на уран от морската вода, на което някои възлагат големи надежди е на лабораторно ниво, добити са само около 1,5 кг.

Капацитетът за конверсия и обогатяване на уран и за производство на ядрено гориво е с около 15 % по-висок.

Заден край на ядрения горивен цикъл

Леководен реактор с мощност 1000 МВ ежегодно генерира ОЯГ, което съдържа над 20 тона радиоактивни изотопи. От тях уранът е около 95 %, около 4 % са продукти на делене и плутоният е около 1 %. Много от изотопите са дълго живущи и с висока активност, поради което ОЯГ трябва да се охлажда, да се осигури защита от излъчваната йонизираща радиация и да се изолира надеждно от околната среда в течение на десетки хиляди години.

Първите няколко години ОЯГ се съхранява под вода в басейни в близост до реакторите, след което се премества в междинни хранилища (под вода или в газова среда). Прието

³⁸ http://www.uxc.com/review/uxc_Prices.aspx

³⁹ OECD/NEA and IAEA, Uranium 2007: Resources, Production and Demand, Paris (2008).

е, че срокът на междинното съхранение е минимум 50 г. и се предполага че може да достигне 100 г.

През този период рисковете за околната среда и здравето на хората не са пренебрежими. Това бе ясно демонстрирано при аварията от 11.03.2011 г. в Япония. Блоковете на АЕЦ Фукушима 1 остават без каквото и да е електрозахранване, което води до невъзможност басейните с ОЯГ да се охлаждат. Поне за басейна на блок No 4 е ясно, че в резултат от това са станали повреди и частично разтапяне на касетите с отделяне на водород.

След този период се счита, че единствено погребването му в разположено дълбоко под земята геоложко хранилище може да осигури нужните бариери за изолирането му.

Ежегодно ядрените реактори генерират ОЯГ, съдържащо около 11 хил. тежък радиоактивен метал.

Преработване на ОЯГ Капацитетът за преработка на ОЯГ е около 6 хил. т тежък метал годишно, преработват се по-малко от 4 хил. т., основно във Франция, Англия, Япония, Русия, Белгия.

Към началото на 2009 г. общото количество тежък метал в ОЯГ от работата на енергийните реактори е около 324 хил. т. Около 95 хил. т са преработени, в съхранение преди преработка са 16 хил. т и 213 хил. т са в басейни и междинни хранилища.

От продуктите на делене в 1 тон тежък метал се генерират около между 111 л⁴⁰ и 115 л⁴¹ остъклени високоактивни отпадъци, които се затварят в херметични метални контейнери. Освен това от преработването на 1 тон тежък метал ОЯГ се генерират около 350 л активни РАО, които се връщат на собственика. Генерират се и други ниско и средно активни РАО – пресовани метални части от конструкцията на касетите и бетонирани радиоактивни разтвори.

Металните контейнери с остъклени високоактивни продукти са източник с огромна активност. Поради това те се нагряват и трябва да се охлаждат в междинни хранилища в течение на десетки години преди температурата им да падне под 100 градуса. Това става чрез пасивно въздушно охлаждане с естествена циркулация на въздуха. Хранилищата са надземни и са изложени на заплахи от външни въздействия и терористична дейност. След около 100 години контейнерите могат да се погребат в крайно хранилище.

Геоложко съхранение Счита се, че най-подходящата форма за изолиране на ОЯГ/високоактивните ОЯГ от преработката му (погребване) е т.н геоложко хранилище. Представлява система от тунели на дълбочина няколко стотин метра под земята в които ще се поставят контейнери с касети с ОЯГ или с високоактивни отпадъци от преработката му. Такъв тип хранилище създава няколко последователни инженерни бариери между радиоактивните продукти и околната среда. Те трябва да осигурят надеждна изолация в течение на минимум 10 хил. години. В САЩ този срок е много по-

⁴⁰ WNA, <http://www.world-nuclear.org/info/inf04.html> .

⁴¹ TRENDS IN THE NUCLEAR FUEL CYCLE: ECONOMIC, ENVIRONMENTAL AND SOCIAL ASPECTS, NEA 2001/NEA 2001

голям – 200 хил. години. Поради високите изисквания за площадката в редица страни е малко вероятно да се намери подходяща такава.

Въпреки, че енергийните реактори генерират ОЯГ и високоактивни отпадъци повече от 50 г., само Швеция и Финландия имат реални планове за построяване и пускане на такъв тип хранилище в близките 15 години. САЩ в течение на 18 г. (от 1982) развиваха проект за изграждане на национално хранилище в Yucca Mountain, в което се планираше да се погребат около 153 хил. т тежки метали в ОЯГ. Стойността му бе оценявана между \$41 и \$67 млрд долара (за 143 г. период преди затварянето му)⁴². След изразходвани над \$10 милиарда през 2010 г. САЩ преразгледаха политиката си.

Плутоний Ежегодно от реакторите се изважда ОЯГ, съдържащо около 110 т плутоний. От преработката на ОЯГ ежегодно се генерира около 40 т реакторен плутоний. Поради това, че засега той има ограничено приложение, ежегодно само около 10 т от него се използват за направа на уран-плутониево (МОХ) гориво. Към 2007 г. от преработката на ОЯГ е натрупан около 250 т плутоний. Дългосрочното му съхраняване не е лесно и е много скъпо – над \$1,1 милион на тон на година⁴³.

Някои изводи

Най-важният реалистичният извод е, че към 2030 г. общата мощност на реакторите може би ще е около 500 GW и ролята на ядрената енергетика в енергийния микс ще остане ограничена.

Всички тези прогнози обаче ще претърпят съществена преоценка, като се има в предвид, че на 11 март 2011 г. в Япония стана тежка ядрена авария. Много вероятно изглежда да се повтори ситуацията след Чернобилската катастрофа и да се отиде към съкращаване на ядрените програми, особено в гъсто населената Европа.

Обща е тенденцията за удължаване на живота на действащите ядрени реактори от по нова поколение.

След около пет години е вероятно залпово повишаване на цената на урана, граничещо с криза в отрасъла.

Изискванията за безопасност ще оскъпят финансирането на проекти за АЕЦ.

Практиката показва общо удължаване на срока за разработване на хранилища за отработено ядрено гориво. Като правило това се възприема като работа на правителствата. Разходите за хранилищата изглеждат забранително високи за малки и относително неразвити страни. България потвърждава това общо правило.

Вътрешно енергопотребление показва, че АЕЦ „Белене“ или неин аналог не са нужни до 2025 г.

През 2003 - 2005 г. нуждите на страната от електроенергия са съществено раздути от тогавашното правителство, за да се окаже, че е необходимо да се строи АЕЦ „Белене“.

⁴² WNA, High cost for US radwaste alternatives.

⁴³ WNA, UK government eyes MOX use.

По-скорошните баланси, включително съставените за целите на нашия анализ показват картина, която е коренно различна.

При ръст на БВП през периода 2001 ÷ 2010 г. от 56 %, потреблението на електроенергия не се е увеличило.

Таблица 9: Ръст на БВП и енергопотребление (2001-2010)⁴⁴

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
БВП (€ милиарда)	15,55	17,03	18,37	20,39	23,25	26,48	30,77	35,43	34,93	36,03
Енергия (TWh)	36,83	36,37	37,07	35,72	36,59	37,94	38,6	39,54	37,37	36,53

Източник: Евростат

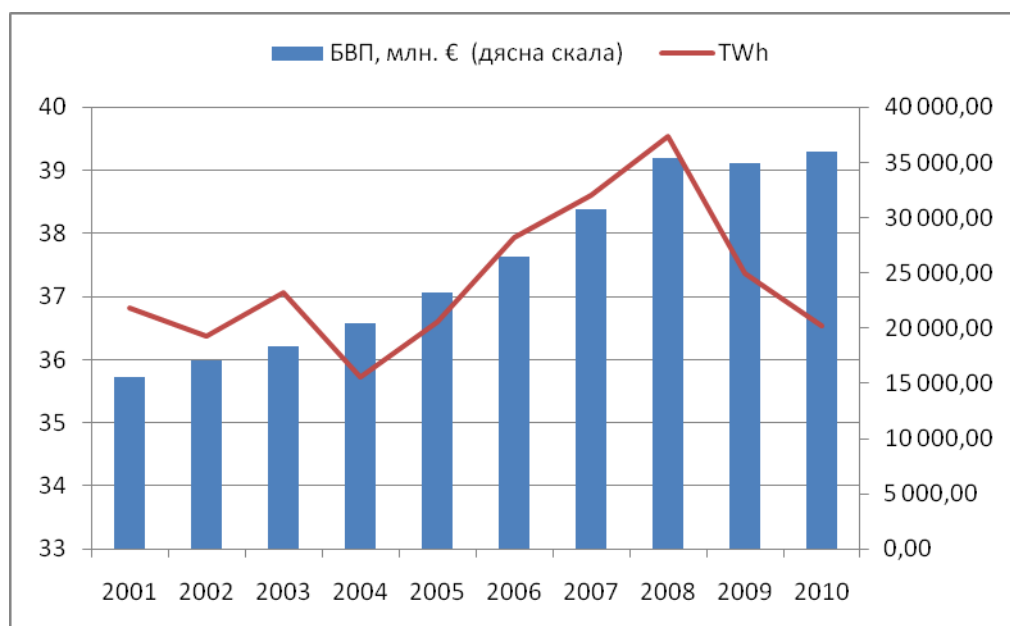
Таблица 10: Изменение на потреблението спрямо 2001 г.

Година	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
TWh, % спрямо 2001	-1%	1%	-3%	-1%	3%	5%	7%	1%	-1%

Това се случва поради пестенето на енергия в резултат на нормализирането на цените на електроенергията, нарасналите цени на енергоресурсите, изравняването на акцизите на горивата в съответствие с правилата на ЕС, реструктурирането на промишлеността и нарастването на дела на услугите икономиката и действието на други фактори.

По-нагледно това развитие е представено на следната графика. Спадането на потреблението на електроенергия през 2008 г. очевидно се дължи на кризата, но поне половината от този спад се дължи само на една причина – Кремиковци АД изпада в несъстоятелност. (Виж подробности в Таблица 11.)

Графика 7⁴⁵: Динамика на БВП и енергопотреблението



⁴⁴ Тези две таблици са използвани в резюмето на доклада.

⁴⁵ Тази графика е използвана в резюмето.

Секторният анализ показва, че до 2009 г. единствено домакинствата бележат стабилна тенденция на нарастване на потреблението. Такава е динамиката на това потребление в страните от нова Европа и Балканите. В контекста на изграждането на АЕЦ „Белене“ това означава, че този сектор, чрез цената на KW, ще финансира най-съществената част от разходите.

Таблица 11: Потребление на електроенергия (брuto) по сектори, TWh (Прогноза на БАН)

Потребление на електроенергия – сектори / TWh	Реализирано									Прогнозирано			
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2011	2015	2020	2025
• Индустрия	10,05	9,16	9,20	9,70	9,84	10,10	10,20	10,86	8,43	8,30	9,10	9,45	9,57
• Услуги	5,15	5,64	6,00	5,63	6,19	6,93	7,07	7,783	7,68	7,21	7,26	7,31	7,38
• Транспорт	0,44	0,45	0,44	0,42	0,41	0,40	0,37	0,35	0,44	7,21	7,26	7,31	7,38
• Селско стопанство	0,16	0,16	0,18	0,15	0,19	0,20	0,21	0,28	0,24	0,20	0,21	0,21	0,22
• Домакинства	9,75	9,30	9,30	8,80	9,10	9,30	9,38	10,25	10,31	9,40	9,40	9,40	9,45
Общо нетно потребление	25,55	24,71	25,12	24,70	25,73	26,93	27,23	29,47	27,10	25,50	26,37	26,78	27,04
Потребление и загуби в енергийния сектор	11,28	11,66	11,73	10,82	10,71	10,84	10,95	10,07	10,27	10,99	10,94	10,98	11,04
Общо брутно потребление	36,83	36,37	36,85	35,52	36,44	37,77	38,18	39,54	37,37	36,49	37,31	37,76	38,08

Загубите са съществена част от общото нетно потребление. Динамиката е следната.

Таблица 12: Загубите като процент от нетното потребление

Година	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
%	44,1	47,2	46,7	43,8	41,6	40,3	40,2	34,1	37,9

Енергийната ефективност е фактически най-големият резерв за развитие на енергетиката на България. Излишъците, които АЕЦ „Белене“ ще произведе могат доведат до по-нататъшно прехосване на електроенергия.

В Енергийната стратегия правителството подчертава, че енергийна интензивност на страната е „с 89 % по-висока от средната за ЕС“. Но пак там се твърди, че към 2020 г. това изоставане ще бъде намалено наполовина. Не е ясно как това ще стане с екстензивно развитие като АЕЦ „Белене“. В индикаторите за устойчиво развитие на ЕС енергийният интензитет се измерва към реалния брутен вътрешен продукт. През 2008 г. България е 5,65 пъти по-енергийно интензивна от средното за ЕС и 6,29 пъти по-енергийно интензивна от „стара“ Европа.

От гледище на ефективността, изглеждат вероятни следните развития, ако се пристъпи към изграждане на АЕЦ „Белене“:

- продължава екстензивното развитие на електроенергетиката;
- намаляват възможностите за въгледобив, за производство на електроенергия от лигнитни въглища и от други национални източници;
- при наличните потребности и мощности, единствената възможност за реализация на евентуално произвеждана електрическа енергия е износът, при него печалбите са за компанията и търговците-износители, докато рисковете остават за населението..

В Таблица 11 са показани прогнозите на БАН, МИЕТ и НЕК за брутно потребление на електроенергия в Република България.

Таблица 13⁴⁶: Очаквано електропотребление

Година	2010	2015	2020	2025
Прогноза на БАН, TWh	36,45	37,24	37,75	38,10
Прогноза на МИЕТ, TWh	35,50	37,00	39,30	42,15
Прогноза на НЕК, МАХ, TWh	36,63	39,11	42,09	
Прогноза на НЕК, МИН, TWh	36,25	37,60	36,62	

Прогнозата на МИЕТ според Проекто-енергийната стратегия до 2020 г. практически съвпада с тази на БАН – 39,3 TWh/2020 г. Поради факта, че за междинната 2025 г. не е упомената стойност, посредством интерполация между 2020 и 2030 г. е прието, че очакваното електропотребление ще бъде около 42,15 TWh/2025 г. **Последната стойност може да се окаже близка до реалната траектория, в случай че електротранспортът се развие с високи темпове през този период.**

Прогнозата на НЕК – максимален вариант - е традиционно по-висока от тази на БАН и МИЕТ – 42,09 TWh / 2020 г. При минимален сценарий на потребление АЕЦ „Белене“ дори според НЕК е абсолютно излишна от гледище на вътрешното потребление⁴⁷.

НЕК търси облаги от високи обеми на доставките, а не от развитие на електроенергетиката с минимални разходи. Максималната прогноза на НЕК, обаче може да бъде приета за горна граница на електроенергийния баланс на страната, т.е. за екстремен сценарий на електропотреблението през периода 2011 ÷ 2020 г.

Следва да се има предвид, че прогнози за електропотреблението за срок повече от 15 години не са сигурни. Това е потвърдено исторически – нито една прогноза на НЕК за последните 20 години не се сбъднала.

Ако приемем прогнозата на БАН за долна, а тази на НЕК за горна граница, можем да очакваме, че реалната траектория на електропотреблението ще бъде в полето между тях, по-близо до хипотезата за „нулев ръст“, което се потвърждава и от поведението на икономиката през 2001-2010 г.

От друга страна значителната разлика от 5,49 TWh между максималния и минималния вариант крие риск от инвестиране в излишни мощности от порядъка на 900 MW с използваемост 6000 h. **Наличието на толкова голямо разсейване между вариантите изисква прецизно и гъвкаво планиране на инвестициите в нови мощности.** За съжаление в не публикувания План на НЕК-АСО за Развитие на електрическата преносна мрежа такъв подход липсва, за сметка на варианти „със“ или „без“ АЕЦ „Белене“ с мощност 2000 MW и производство до 15 TWh годишно. **Независимо, че от този документ са „изпуснати“⁴⁸ 427 MW в ТЕЦ „Марица-изток 3 – ENEL“, наличен потенциал от 264 TWh в ТЕЦ „Марица-Изток 2“ и „изведените“ ТЕЦ „Варна“, ТЕЦ „Бобов дол“, ТЕЦ „Русе“ – блокове 3 и 4 и ТЕЦ „Марица-3“, мощностният баланс за 2020 г. се покрива от наличните и безспорните нови мощности и наличен общ резерв от 2758 MW.**

⁴⁶ Тази таблица е използвана в резюмето.

⁴⁷ При този вариант на прогнозата на НЕК брутно електропотребление през 2020 г. може да се задържи около 36,62 TWh/2020 г., т.е. на равнището на 2010 г.

⁴⁸ Вж. Приложения 1 и 2. Пропуснатият от НЕК потенциал на ТЕЦ „Марица-Изток 2“ и ТЕЦ „Марица-изток 3 – ENEL“ и Забравените в плана на НЕК рехабилитации на ТЕЦ „Варна“, „Бобов дол“, „Русе“ – блокове 3 и 4 и „Марица-3, както се вижда от Таблица 4.3 (МАХ1) от този документ са пример за манипулиране на електроенергийния баланс с цел да се обоснове дефицит през 2020 г.

Независимо от изкривените баланси, това е признание, че АЕЦ „Белене“ не е необходима за покриване на вътрешното електропотребление в страната към 2020 г. и даже до 2025 г.

Това показват разработените Електроенергиен и мощностен баланс на Република България към 2020 г. и към 2025 г.⁴⁹ От него следва, че **наличните генериращи мощности, включително планираните изключват необходимостта от други такива, ядрени или конвенционални електроцентрали.**

Необходими са, обаче институционална подкрепа и контрол за съхраняване на наличните мощности – АЕЦ „Козлодуй“ – блокове 5 и 6, ТЕЦ „Варна“, ТЕЦ „Бобов дол“, ТЕЦ „Марица-3“, ТЕЦ „Русе“ – блокове 3 и 4.

Практиката на страните от ЕС показва, че рехабилитираните, с наличен физически ресурс мощности са значително по-ефективни от новоизгражданите, независимо от енергоносителя и отложените капиталовложения за ново строителство, особено в период на криза, могат да бъдат използвани с много по-голяма възвръщаемост, отколкото в енергетиката.

Структурна неефективност на системата

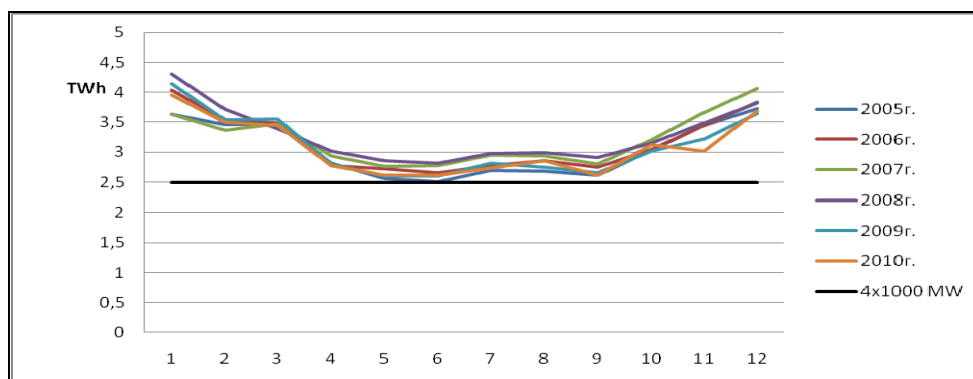
В България 20,97 % от инсталираните мощности са с единична мощност 1000 MW, 7,03 % с 335 MW, 38,15 % с 200 MW, 7,34 % със 175 MW, 2,31 % със 100 MW, а останалите агрегати са с по-малка мощност.

Съществува правило, според което единичната мощност на агрегатите не трябва да превишава 10 % от текущото натоварване на електроенергийната система. През летния период това натоварване е около 3000 MW (Графика 2), т.е. най-голямата единична мощност от гледна точка на сигурността може да бъде не по-голяма от 300 ÷ 350 MW.

Наличието на единични мощности 1000 MW затруднява и сега, и ще продължи да затруднява, управлението на електроенергийната система.

Тази графика онагледява неефективността на енергетиката на България при четири реактора от по 1000 MW.

Графика 8: Сезонна неравномерност на потреблението на електроенергия през периода 2005-2010 г. TWh; Участие на 4000 MW от АЕЦ ("Козлодуй" + "Белене")



С черен свят са обозначени предполагаемите четири реактора на двете АЕЦ, така сякаш са били в целогодишна експлоатация в периода 2005 - 2010 г. С другите цветове е

⁴⁹ В него е включен 15 % оперативен резерв, който превишава значително най-оптимистичната прогноза на НЕК, приета като възможна горна граница на електропотреблението за хоризонт до 2025 г.

представена действителната динамика на потреблението на електроенергия по месеци за различните години, в TWh. Тъй като потреблението е неизбежно сезонно, онова производство на електричество, което е над средното за даден момент, неизбежно трябва да бъде ограничено. Иначе казано, съответните централи не трябва да произвеждат. Това важи както за дневното, така и годишното производство.

Можем да си представим цялата система като състояща се от атомните реактори и всичко останало.

Тъй като ядрените реактори 1000MW работят на тази мощност, затова, от една страна, те не могат да се регулират според нужния за момента капацитет, както например се регулира светлината на газов фенер или енергията на друг по-съвременен уред. Затова, от друга страна, се „регулират“ като се намалява производството на други мощности от системата – на ТЕЦ, ВЕЦ и ВяЕЦ.

Същото се случва и в рамките на денонощието. АЕЦ „Козлодуй“ нощно време произвежда електроенергия, но тя не се консумира пряко, а захранва заместващи мощности, в дадения случай ПАВЕЦ „Чаира“. (Една от тайните на ниската цена на електроенергията от АЕЦ „Козлодуй“ е, че захранването на „Чаира“ не се включва в нея.)

Казано на технически език, значителната денонощна и сезонна неравномерност предопределя или непълноценното използване на 1000 MW реактори в съчетанието им с останалите агрегати, или намалява използваемостта на други конкуренти. От позицията на настоящето може да се твърди, **че изграждането на нови блокове до 2025 ÷ 2030 г. с единична мощност 1000 MW ще бъде инвестиционна грешка с дълготрайни негативни последици. Тези последици са или в преднамереното ограничаване на конкурентите, или в престоя на АЕЦ, или в съчетанието на двете.**

Външно търсене

Според правителствената енергийна стратегия **Сърбия** не предвижда внос на електричество до 2015 г., а намаляване на този внос от 2012 г. до 2015 г. (до когато е периодът на действие на стратегията). Едно от основанията е, че към 2015 г. енергийната зависимост ще нарасне от 36% през 2009 г. до 38,4% през 2015 г., а планираните проекти за ТЕЦ на мазут и природен газ могат да вдигнат тази зависимост до 40%.⁵⁰ За приоритетни се смятат енергийната ефективност, очистването на ТЕЦ на лигнитни въглища (около 50% от инсталираната мощност) и използването на „нови източници“ на електроенергия и нови източници на електроенергия.⁵¹ Това виждане сякаш надделя към края на декември 2010 г., когато заглъхнаха съобщенията за сръбско участие в АЕЦ „Белене“.

Турция наскоро договори строителството на АЕЦ четири руски реактора ВВЕР 1200 с Росатом в Аккую, при цена 8,25 милиарда евро на реактор и 15-годишен договор за изкупуване на електроенергията от централата по цена 12,35 щатски цента на киловат. Възможно е споразумение за нова АЕЦ с два такива реактора и в Синоп.

⁵⁰ СТРАТЕГИЈА РАЗВОЈА ЕНЕРГЕТИКЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ, ДО 2015 ГОДИНЕ. БЕОГРАД, ДЕЦЕМБАР 2004. ГОДИНЕ, стр. 31.

⁵¹ Пак там, с. 32. Един от авторите на Енергийната стратегия на Сърбия, в преглед на търсенето в Югоизточна Европа, препоръчва запазване на споменатите приоритети и за периода след 2015 г. – вж.: Milovan Sudovic: Stanje i perspektive razvoja energetike u regionu Jugoistone Evrope, ELEKTROPRIVREDA, GODINA LXIII, BROJ 4, 2010, str. 376–386

Румънската АЕЦ Черна вода, която е проектирана за пет реактора КАНДУ-6 по 700MW, според съобщения в пресата⁵², която е единствената атомна електроцентрала на Румъния, изпитваше трудности с преразпределението на капитала. Не е ясно колко бързо ще бъде възстановено изграждането на започнатите нови два реактора (18% от потреблението на страната), но не изгражда възможно проектът да бъде спрял. Най-вероятно те ще влязат в експлоатация към 2018-2019 г.

Експортните възможности на електроенергетиката на България след 2006 г. (спирането на 3 и 4 блок на АЕЦ „Козлодуй“) в момента са около 5000 GWh на година.⁵³ След 2008 г. „доскорошният дефицит на електроенергия на Балканите се превръща в средносрочен излишък“.⁵⁴

„Износ на енергоносители се извършва от страни, които имат залежи и добиват първичните енергийни ресурси, независимо дали това са петрол, газ, въглища, уран, водна или друга първична енергия, при това в разумни, устойчиви мащаби. Освен малко водна, вятърна и слънчева енергия България има залежи от лигнити и незначителни други изкопаеми ресурси. Те задоволяват около 30% от енергийните нужди на страната и не могат да бъдат сериозен източник на износ. Строителство на ядрени или други електроцентрали в България за целите на износа означава еднократен внос на изключително скъпо строителство, в това число на скъпо технологично оборудване и инсталации, последвано от непрекъснат внос на гориво, преработването му и съхраняването на високорадиоактивни материали...“⁵⁵

Много е вероятно новата мощност на АЕЦ „Белене“ да няма пазар в Югоизточна Европа, освен ако не продава на цена значително под разходите за изграждане и експлоатация на централата.

⁵² Вж.: www.EconomyNews.bg от 29 септември 2010 г.

⁵³ Вж. Димо Стоилов (редактор). Електроенергетиката на България. Развитие и обществена цена. София, Академично издателство „Марин Дринов“, 2009, с. 71.

⁵⁴ Пак там.

⁵⁵ Пак там.

Рискове свързани с проекта АЕЦ “Белене”

След 11 март 2011 г. ще настъпят съществени изменения в обсъжданията, проектирането, финансирането, изграждането, управлението и обсъждането на проблемите на атомните централи. Нищо чудно, ако промените в мисленето за „мирния атом” бъдат толкова дълбоки, колкото и тези след аварията в Чернобил.⁵⁶

Тук и при анализа на стопанските и фискални параметри и въздействия на проекта ние се абстрахираме от един от предполагаемите ефекти на аварията във „Фукушима 1” – риска от оскъпяването на финансирането на проекти за атомни централи.

1. Сеизмичният риск на площадка Белене

Сеизмичният риск на площадка Белене винаги е предизвиквал много въпроси и противоречиви отговори, които датират от 70-те години на миналия век. Основно дискусията е около риска, който се създава от сеизмичното огнище във Вранча (на около 150 км на север в Румъния). От значение са и огнищата Горна Оряховица и Шабла в България.

Огнище Вранча е предизвикало редица катастрофални земетресения, последното от които става на 4-ти март 1977 г. В резултат от него в Румъния загиват около 1400 души. Земетресението е усетено в почти всички градове в северна България. В Свищов (на 10,5 км от площадка Белене) се срутват няколко блока, загиват 120 души, близо половината къщи и сгради имат повреди. Силата на земетресението на площадка Белене е оценена на 7,2 – 7,6 по скалата MSK-64.

Това земетресение показва, че сеизмичната заплаха на площадка Белене е твърде висока и предизвиква поредица от единадесет срещи и дискусии между българските и съветските учени. В писмо 500-НО/06.11.1984 г.⁵⁷ на Н. Георгиев, Директор на Централната лаборатория на БАН по висша геодезия до ДСО “Енергетика” се казва, че “в света са построени над 400 и се строят над 300 АЕЦ, но **ниито една от тях не се намира в такава сложна сеизмична обстановка като АЕЦ “Белене”**”. В писмото се казва, че по тази причина **“руските учени през юни 1983 г. предлагат поради високата ѝ сеизмичност площадка Белене да се изостави и да се търси нова площадка.**

През 1990 г. е публикувано изследване⁵⁸ на екип от повече от 50 учени и експерти от БАН (т.н. Бяла книга) за рисковете на проекта и главно сеизмичната заплаха. Направен е извод, че за площадка Белене сеизмичната заплаха е твърде висока, което налага отказ от изграждането на АЕЦ на нея. В Свищов се провеждат демонстрации с искане за спиране на проекта.

След 1990 г. са направени международни експертизи, които препоръчват монтиране на три сеизмични станции около площадката. Те обаче са пуснати в работа чак през октомври 2006 г. През следващата година не са отчетени големи сеизмични събития

⁵⁶ Вж. по-горе частта за глобалния контекст проекта АЕЦ „Белене”.

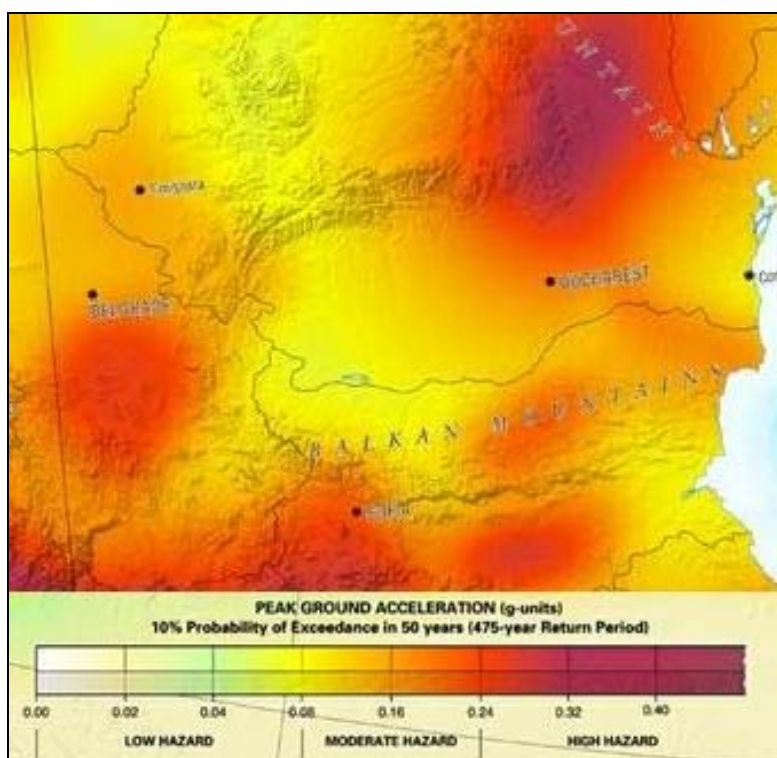
⁵⁷ Seismic risks in the Belene Nuclear Project, P. Kovachev, J. Haverkamp, 12.02.2008

⁵⁸ Пламен Цветанов (редактор). АЕЦ „Белене” – изследвания и становище на БАН, София, Академично издателство „Марин Дринов”, 1990.

около площадката. НЕК представя тези данни като ново изследване, което показвало, че “Белене е най-сигурната зона у нас”⁵⁹. Отчетеният от тях честотен спектър на сеизмичните вълни при първото голямо земетресение не е взет предвид при разработване на техническия проект на централата.

Отношението по този въпрос се демонстрира от бившия министър г-н Петър Димитров⁶⁰: “Това за земетръсното разбирате, че не е наша работа. Дори да искаме, не можем да го докажем. То си има институции за тази работа. Сега не можем като онзи астролог, който предсказва земетресението, да се изправи някой и да каже тази зона е земетръсна. Ами няма спомени да се е разтърсвала тази зона. Но по начина, по който се строи, се твърди, че там е невъзможно дори да има наблизно земетресение, да има някакви трагични последици”.

По-долу е дадена сеизмична карта на Европа (отчитаща риска от земетресение за 475 години назад, използва се за общо строителство), издадена от Европейската Сеизмологична Комисия⁶¹.



От тази карта ясно се вижда, че сеизмичният риск за Белене е среден, клонящ към висок, като значително по-висок от този за Козлодуй. Освен това трябва да се отчита, че при строителство на рискови обекти (АЕЦ, язовири и др.) трябва да се отчитат събитията

⁵⁹ Съобщение на НЕК: <http://www.nek.bg/cgi-bin/index.cgi?l=1&d=746>

⁶⁰ 01.05.2009 г. БТВ, “Тази сутрин” <http://www.focus-news.net/?id=f11861>

⁶¹ European Seismological Commission

http://wija.ija.csic.es/gt/earthquakes/imatges/ESC-SESAME_poster_A4_75q.jpg

станали в много по-голям период от време (до 100 хил. години), в който може да има земетресения с по-голяма степен.

Приетото в проекта за АЕЦ „Белене“ максимално хоризонтално ускорение е $0,24 g^{62}$, докато за АЕЦ „Козлодуй“ то е $0,15 g$ (за период от 10000 години). Това ясно показва, че сеизмичният риск на площадка Белене е значително по-голям от този за площадка Козлодуй.

Следва да се има в предвид, че дори стандартния проект на серийния руски реактор ВВЕР-1200/MIR-1200 е планиран да осигури сеизмична устойчивост при по-голямо максимално хоризонтално ускорение ($0,25 g$). На всичко отгоре проектът на АЕЦ „Белене“ не отчита и данните на сеизмичните станции за честотния спектър на сеизмичните вълни от Вранча – параметър не по-малко важен от максималното хоризонтално ускорение.

Катастрофалните последици от недобре отчетен сеизмичен риск при проектиране, изграждане и експлоатация на АЕЦ най ясно се демонстрират от опита на Япония.

През юли 2007 г. в Япония става много силно земетресение. Сеизмичното въздействие на площадката на най-голямата АЕЦ в света Кашивазаки-Карива е над два пъти по-голямо от проектното. Въпреки това преки повреди няма, реакторите веднага са спрени и доведени до безопасно състояние. Икономическите загуби обаче са огромни – след труса всичките седем блока са спрени за проверки и тестове. Чак през лятото на 2009 г. започва постепенното пускане на по-новите блокове. И досега обаче три от реакторите са спрени.

Последното земетресение в Япония от 11 март 2011 г. доведе до автоматично изключване на всички 11 работещи реактори в североизточната част на страната. В АЕЦ „Фукушима-1“ след 55 минути се стига до пълна загуба на всякакво електрозахранване и охлаждането на реакторите и басейните с отработено ядрено гориво става невъзможно. Положените от персонала усилия са без резултат, след денонощие нивото на водата в тях спада, горната част на топлоотделящите елементи се показва над водата. Започва бързото им нагриване и реакции между обвивките им и водните пари. В резултат се генерира водород и допълнителна топлина, което води до деформирането и частичното им разтапяне. Образуваният водород се взривява, нанасяйки огромни поражения на реакторните здания на блокове 1 - 4. В атмосферата се изпускат значителни количества радиоактивни газове, йод и аерозоли, които през първата седмица са около 10% от изпуснатите от Чернобил. На площадката се създава много тежка радиационна ситуация. Регистрира се силно повишаване на радиационния фон в огромна област и се налага евакуация на населението. С радиоактивни изотопи са замърсени питейната вода, мляко и зеленчуци. Аварията е най-тежката след Чернобил 1986 г. и към 20 март 2011 г. се оценява на ниво 5 по 7-степенната скала INES, възможно е да премине на ниво 6.

Финансовите загуби може да надхвърлят \$100 милиарда, като се има предвид пълната загуба на шестте блока на АЕЦ „Фукушима-1“, работите по почистване на площадката,

⁶² Техничко-икономически анализ за обосноваване изграждането на АЕЦ „Белене“, МЕ, юли 2004

финансовите обезщетения на населението и бизнеса, неясното бъдеще на останалите девет реактори в тази област, недопроизводството на електроенергия, разходите за изграждане на заместващи мощности и други.

Щетите, нанесени на здравето, психичното и морално състояние на японското население не могат да бъдат изразени във финансов еквивалент.

2. Недоказан от практиката проект

Едно от основните изисквания на безопасността на АЕЦ е прилагане на доказани в практиката технологии. Този принцип не е спазен при избора на проект на реактор за АЕЦ "Белене".

За АЕЦ "Белене" е избран руски проект, известен като AES-92. Това е един от няколкото междинни проекта между ВВЕР-1000 и ВВЕР-1200/MIR-1200, който ще се строи серийно в Русия и други страни.

Този модел не е строен никъде, а изграждането и експлоатацията на първият реактор от даден тип дори в страната – производител е свързано с разрешаване на редица проблеми. От предния модел - AES-91 има два блока в АЕЦ Tianwan (Китай), които не са добър пример. Недобрата организация на строителните работи и на системата за осигуряване на качество довеждат до забавяне на пуска с повече от 2 години. Подобен проект - АЕЦ Kudankulam - Индия се изгражда със закъснение от повече от една година.

Проектът AES-92 няма да бъде строен никъде другаде, тоест за него няма да може да се ползува опита от експлоатацията на серия от еднотипни реактори.

Обща информация за концептуалния проект е дадена в специално изследване на МААЕ на подобни проекти⁶³. Общият проект на реактора изглежда е от трето поколение.

AES-92 е лицензиран само от руските регулиращи органи и за него няма проведена никаква независима оценка на безопасността.

AES-92 е получил сертификат по EUR (European Utility Requirements). Това не е регулираща организация, а обединение на 16 европейски производители и оператори на АЕЦ, вкл. Росенергоатом, които желаят да продължат използването на ядрената технология. Тази оценка се провежда по няколко хиляди изисквания, които оценяват съвместимостта на проекта със стандартите за качество, стандартизацията на строителните работи, улесняват разбирането от страна на клиентите и регулатори и т.н. Тя обаче не оценява безопасността на проекта. Освен това не е известно каква част от изискванията е покрита от AES-92.

Детайлният технически проект на АЕЦ "Белене" се доработва до април 2009 г., което поражда съмнения за качеството на приетите конструктивни решения. Към март 2011 г. той все не е одобрен от АЯР⁶⁴, напротив два пъти е върнат в НЕК за доработване, последно през декември 2010 г. "Тези системи искаме да видим в детайли как ще функционират, защото те не са изпитани в практиката и за тях трябва да бъдат представени много и експериментални, и

⁶³ Вж.: IAEA-TECDOC-1391 Status of advanced light water reactor designs 2004

⁶⁴ 16.02.2011 год. Агенция Медиапул

аналитични доказателства за тяхната работоспособност и надеждност", посочва председателя на АЯР.

3. Липса на високо качество⁶⁵

Постигането на високо качество при изработване на оборудването и изграждането на АЕЦ е също един от основните фактори за осигуряване на безопасност.

Следва да се има предвид, че през последните две десетилетия руската ядрена промишленост демонстрира влошаване на качеството на изделията си.

Така например на 5 и 6 блок на АЕЦ "Козлодуй" бяха доставени недобре изпитани дефектни двигателни механизми за неутронните поглътителите. Само след няколко месеца след монтирането им поглътителите се оказват "залепени" в горно положение. Само по случайност на 1 март 2006 г. персоналът на 5-ти блок открива състояние и не се стига до тежка авария. Пак на тези реактори са доставени дефектни тръби за двигателните механизми, които са елементи от първия контур на реактора. Само след няколко години те се оказват с дефекти и пукнатини, вкл. и видим пропуск на топлоносител.

Дефектно руско оборудване е доставено и на АЕЦ Tianwan в Китай. Редица от доставените основни компоненти за тях се оказват с дефекти – например над 700 тръбички на парогенераторите са заглушени преди пускане, поради доказани дефекти на метала им.⁶⁶ Доставени са и дефектни двигателни механизми за неутронните поглътителите, които след инцидента в АЕЦ "Козлодуй" са подменени.

След повече от дванадесет години строителство в края на миналата година реакторът на иранската АЕЦ Bushehr бе зареден с ядрено гориво и започна пускане му. През февруари 2011 г. обаче е установено, че една от главните циркуляционни помпи е дефектирала и парчета от работното ѝ колело са попаднали в първи контур. Пускът на блока е прекратен, горивото е извадено от реактора⁶⁷.

Тези примери показват, че без допълнителни мерки не може да се очаква високо качество на основното оборудване за АЕЦ "Белене". Световната практика в тази област се основава на провеждането на независим контрол. Например изработването на основното оборудване за петия реактор на Финландия (Olkiluoto 3) става под контрола на ядрените регулатори на Финландия, Франция и Англия. За първия блок на АЕЦ "Белене" то обаче вече е изработено и без никакъв независим контрол за качеството му. Това е и една от основните причини за оттеглянето на RWE Power от проекта.

⁶⁵ Преглед на състоянието на АЕЦ в Руската Федерация в светлината на аварията във „Фукушима 1“ може да бъде намерена в: Владимир Свиляк. „Фукусима“ для России. (Как японский ядерный кризис повлиял на экономические перспективы атомной энергетики и может ли на российской АЭС случиться авария, аналогичная японской. Ежедневный журнал. 28 марта 2011 г. (http://ej.ru/?a=note_print&id=10914)).

⁶⁶ Nucleonics Week, September 29, 2005, Nucleonics Week, April 13, 2006

⁶⁷ WNA, Nuclear power in Iran, updated 04.03.2011

Ако проектът все пак бъде продължен трябва да се осигурят около няколко хиляди квалифицирани строители, арматуристи, монтажници и оператори на строителни машини, каквито в България не достигат⁶⁸.

Голям проблем е и липсата на квалифицирани заварчици⁶⁹, а е известно ключовото значение на заваръчните работи за безопасността на всяка АЕЦ.

Например при строителството на 5-ти реактор на Финландия няколкократно регулиращият орган изисква допълнителен контрол на заваръчни шевове, спира строителните работи и т.н.

Трябва да се осигури високо качество на бетона, металите и другите материали и много стриктен контрол за спазване на стандартите. Дори във Финландия строежът на петия реактор бе спрял за няколко месеца докато се достигне нужното качество на бетона. Специално за АЕЦ Белене с лошо качество на бетона и арматурите сеизмичната заплаха ще стане още по-висока.

Голям инфраструктурен проект в страната не е изграждан от средата на 90-те години и натрупаният опит вече е изгубен. Големите държавни строително-монтажни организации не съществуват, а уникалното строително оборудване е разпродадено. При това страната се готви да започне няколко големи инфраструктурни проекта.

През 2008 – 2009 г. бяха обявени идеи за доставяне на близо 2000 инженери и техници - инженери от Русия, заварчици от Китай, строители от Виетнам и т.н. Това обаче няма да реши проблемите, а ще създаде редица нови – с комуникацията, лицензирането, мотивацията и отговорността.

Доколкото има информация контролът на качеството ще се извършва от руски изпълнители. Т.е. руски граждани ще докладват и отчитат на други граждани на Руската Федерация, че всичко е наред и докладите им ще бъдат приемани без забележки. Закономерно резултатът ще бъде ниско качество на строително-монтажните работи.

Вероятно всички тези фактори наред с липсата на откритост и прозрачност и незадоволителната култура на безопасност в страната са причината при разговорите за АЕЦ “Белене” френският президент г-н Никола Саркози три пъти да спомене думата Чернобил (символ на ядрена катастрофа) пред българския премиер при разговорите за включване на френски компании в проекта⁷⁰.

При строеж на прототипен реактор следва да се очакват редица проблеми, чието решаване удължава периода на строителство. Например във високоразвитата Финландия отлично осъзнаваха предизвикателствата първи да строят реактор от нов тип и въпреки това бяха допуснати редица грешки, което вече доведе до забавяне с три години на строителните работи. Същите проблеми са при строежа на втория реактор от този тип във Франция, където след две години работа има закъснение от една година. Само високата техническа култура и ниво на контрола в тези страни предотвратяват компромиси с качеството.

⁶⁸ 21.12.2009 год. Вестник Сега, Заварчици и техници най-търсени в кризата

⁶⁹ 03.12.2008 год. Агенция Фокус, Искат спешен внос на 300 заварчици за 2009 г.

⁷⁰ 12.10.2009 г. Агенция Медиапул <http://www.mediapool.bg/show/?storyid=157306>

4. Екологични рискове в дългосрочен план

Сегашната ядрена програма не решава дългосрочните екологични рискове от работата на АЕЦ “Козлодуй”, свързани с управлението на ОЯГ и РАО, както и с извеждането от експлоатация. При това положение изграждането на АЕЦ “Белене” само ще задълбочи тези проблеми и ще ги направи още по-трудно решими, още повече, че тя няма да е държавна, а основно собственост на неясни засега чужди инвеститори.

4.1. Съхранение на ОЯГ и РАО с висока активност

Съхранението на ОЯГ от първите 6-7 години работа на АЕЦ “Белене” ще става в разположените близо до реакторите басейни. По план преди 1990 г. на площадката е предвидено място за ХОГ, но в ОВОС и ТИА информация по този въпрос няма. Проблемите с дълговременното съхраняване на ОЯГ не са коментирани и в докладите за ОВОС и Технико икономическия анализ.

4.2. РАО с ниско и средна активност

Докладът за ОВОС за АЕЦ “Белене” казва, че не са посочени технологии за преработване на РАО. АЯР в доклад от м. юли 2006 г. отбелязва, че намеренията за съхраняване на РАО са в противоречие със Стратегията. На стр. 22 е направено заключение, “ ... някои от предложените методи противоречат на добрата практика.”

Изграждането на Националното хранилище за ниско и средно активни закъснява с години. Площадката за него трябваше да е определена през 2008 г., но и досега това не е направено. Първият етап от него е предвиден само за съхраняване на отпадъци от АЕЦ Козлодуй. Проблемът с осигуряване на безопасността при евентуално превозване на РАО от Белене към националното хранилище (където и да е то) не е разработван.

4.3. Извеждане от експлоатация (ИЕ)

След завършване експлоатацията на АЕЦ остават сгради и конструкции, които съдържат или са силно замърсени с радиоактивни вещества. Демонтажът, разрушаването и почистването им, обработката и съхранението на получените РАО и ОЯГ (извеждане от експлоатация) изисква огромни средства, които са 10-15 % от началните разходи. Общоприето е, че “Замърсителят плаща”, което предполага че операторът на АЕЦ е отговорен за финансирането на тези дейности. В по-широк смисъл поколението, което ползва благата от работата на АЕЦ трябва да плаща за това. Финансирането става чрез набиране на средства в специални фондове.

За АЕЦ “Белене” няма информация на колко са оценени тези разходи и как ще бъдат набирани. Има общи изказвания от типа на “в проекта се очаква да бъдат определени и средствата за управление на РАО, съхранение на ОЯГ и ИЕ...”⁷¹. Поради това ще се спрем накратко на извеждането от експлоатация на АЕЦ “Козлодуй”.

Съгласно ЗБИАЕ за набирането на средства за ИЕ през 1995 г. е създаден фонд “ИЯСЕ”⁷². Реално отчисленията в него започват през 1999 г. Вноската на АЕЦ “Козлодуй” не е определена в закона, а в Наредба на МС и е 15% от приходите от продажбата на електроенергия. През 2005 г. средствата, нужни за ИЕ на 6-те блока на АЕЦ “Козлодуй”

⁷¹ Отговор на министър Румен Овчаров, 21.10.2005, 40-то Народно събрание, 40-то заседание

⁷² Закон за безопасно използване на атомната енергия

са оценени на **5,2 милиарда лева**⁷³. Предвидено е да се осъвременяват всеки три години, но това не се прави. Тази оценка би следвало да се завиши поне с акумулираната оттогава инфлация. Следва да се има в предвид, че само разрушаването на недовършеният реакторен корпус на 1-ви блок на АЕЦ „Белене“ е струвало почти 78 милиона евро⁷⁴.

Наличните средства във фонда към средата на 2010 г. са около 1,050 милиарда лева. От изчислените през 2005 г. 5,2 милиарда лева (които вероятно са нараснали поради инфлацията) за 10 календарни години са набрани по-малко от една пета.

Доклад поръчан от Европейската комисия съдържа интересна информация за финансирането на ИЕ на АЕЦ „Козлодуй“⁷⁵. Основните заключения в него са:

- От изчислените 5,2 милиарда лева за ИЕ на 6-те блока на Козлодуй ще бъдат набрани по-малко от половината, а данъкоплатците ще платят останалите;
- Управлението на този фонд става по изключително непрозрачен начин;
- Българските институции не желаят да сътрудничат на ЕК в провеждането на такъв род изследвания.

При това докладът не отчита, че Правителството на БСП е променило наредбата и от 2007 г. вноската във фонд „ИЯСЕ“ е намалена наполовина. Няма информация за аргументите на вносителя.

5. Гражданска отговорност за ядрена вреда

В света няма единна система за регулиране на гражданската отговорност за ядрена вреда. Има два основни международни инструмента, които обаче не са в сила във всички ядрени държави:

- Виенска конвенция на МААЕ, влязла в сила през 1977 г. Ратифицирана е от страни главно извън Западна Европа. През 1997 г. е приет Протокол за изменението ѝ, който вдига размера на гаранцията до 360 милиона евро. Осъвременената Виенска конвенция влиза в сила през 2003 г., но е ратифицирана от малко страни.

- Парижка конвенция на ОИСР, влязла в сила през 1963 г. и допълнена от Допълнителен протокол от Брюксел. Ратифицирана е в страните от Западна Европа. Тя установява гаранция от общо 570 милиона евро⁷⁶. През 2004 г. гаранцията се вдига на 1,5 милиарда евро, но измененията още не са влезли в сила.

Тези две конвенции са свързани чрез съвместен протокол от 1988 г.

През 1997 г. под егидата на МААЕ е приета Конвенция за допълнителна компенсация, която установява гаранция от 360 милиона евро (още не е ратифицирана).

Няколко примера за различни държави:

⁷³ Втори Национален доклад на РБ за прилагане на Единната конвенция, септември 2005 год., стр. 40

⁷⁴ Агенция Медиапул, 17.07.2009 г., <http://www.mediapool.bg/show/?storyid=154544>

⁷⁵ [Comparison of Different Decommissioning Fund Methodologies for Nuclear Installations](http://www.wupperinst.org/en/projects/proj/index.html?&projekt_id=167&bid=43&searchchart=projekt_uebersicht), Country Report Bulgaria, 2007, http://www.wupperinst.org/en/projects/proj/index.html?&projekt_id=167&bid=43&searchchart=projekt_uebersicht

⁷⁶ WNA, Civil Liability for Nuclear Damage, November 2009 <http://www.world-nuclear.org>

- **Германия:** Отговорността за ядрена вреда е неограничена, като всеки оператор е длъжен да осигури покритие за **2,5 милиарда евро**;

- **Англия:** Последните предложения на английското правителство са в период от 5 години отговорността на оператора да бъде вдигната от сегашните около 160 милиона Евро на инцидент на **1,2 милиарда Евро** на инцидент⁷⁷.

- **Финландия:** Закон от 2005 г. изисква от оператора застраховка от минимум **700 милиона Евро**, като отговорността му не е ограничена.

- **Япония:** Отговорността на всеки оператор е **600 милиона долара** на инцидент, като в края на 2010 г. би трябвало да се **удвои**;

- **САЩ:** Отговорността е въведена от 1957 г. и сега е над **\$10 милиарда**;

- **Русия:** Установена на ниво **\$350 милиона**.

В България гражданската отговорност за ядрена вреда е установена в Закона за безопасно използване на ядрената енергия и е установена на 96 милиона лева (около **49 милиона Евро**). Сравнена със западните страни и дори с Русия тя е незначителна.

С оглед на последиците от аварията в Три Майл Айлънд, Чернобил и Фукушима, както и предполагащото значително участие на чужди компании в АЕЦ "Белене" налага осъвременяване и значително увеличение на отговорността за ядрена вреда.

Енергийна зависимост и енергийна сигурност

1. Енергийна сигурност

Терминът „енергийна сигурност“ е относително нов в теорията на международните отношения. Преди около 15-20 години така наречената „Копенхагенска школа“ разработва въпроса, като разширява традиционните рамки на теорията за сигурността с елементите на енергийната сигурност.⁷⁸

Освен военните аспекти на сигурността, тази школа определя още четири други заплахи за сигурността на една държава – политически, икономически, обществени и такива за околната среда. Достъпът до достатъчни количества енергия и стабилността на този достъп е основен елемент за предотвратяване на заплахите за сигурността на една държава.

Днес се срещат многобройни определения за понятието „енергийна сигурност“, засягащи многобройни аспекти на този термин. Европейската Комисия определя енергийната сигурност като „възможността да се подсигури задоволяването на основните енергийни нужди посредством адекватни местни ресурси, добивани при приемливи икономически условия или поддържани като стратегически резерв и посредством достъпни и стабилни външни източници“.

⁷⁷ World Nuclear Association

⁷⁸ Вж например Barry Buzan, Ole Wæver, and Jaap de Wilde, Security: A New Framework for Analysis, Boulder CO: Lynne Rienner Publishers 1998.)

Бари Бартън⁷⁹ определя националната енергийна сигурност като „условията при които една нация и всички или повечето нейни граждани и фирми имат достъп до достатъчно енергийни ресурси на приемлива цена в обозримо бъдеще, като няма сериозен риск от сериозно нарушаване на доставките”.

Може да се обобщи – енергийната сигурност означава устойчив и сигурен достъп до енергия на приемлива цена. В този смисъл всяко правителство трябва да се стреми да подсигури адекватни инвестиции за развитие на енергийните ресурси, мощности и инфраструктура, за да бъдат задоволени потребностите и да се минимизира риска от резки промени в цените или прекъсвания на доставките.

В ЕС по-сериозно внимание на тези проблеми започна да се обръща след 2001 г, когато Лисабонската стратегия беше разширена и обогатена с енергийните аспекти на сигурността. Ударението е поставено на алтернативните източници на енергия и защита на околната среда от последиците свързани с производството и потреблението на енергия. През следващите години вниманието на европейските политици върху този аспект на сигурността беше изостряно периодично, заради предизвикани кризи в доставките на руски природен газ, главно за Беларус и Украйна през 2002, 2003, 2005, 2006 г., но също така и за някои страни от ЕС през 2009 г.

През 2005 беше създадена така наречената „Оперативна програма на Съвета на Европа”, която се фокусира върху сигурността на енергийните доставки. Новата ситуация даде тласък и на дискусиите по създаването на обща енергийна политика и единен енергиен пазар в съюза. Бе създадена Постоянна комисия ЕС-Русия по енергийните въпроси и беше решено и Балканите и средиземноморските страни да бъдат включени в единния вътрешен енергиен пазар на общността.

В страните от ЕС през тези години се формира разбирането, че една от основните заплахи за енергийната сигурност е зависимостта на вноса от Русия. Проблемът идва от неизвестните посоки в които ще се развиват бъдещите политически и икономически промени в Русия. През последните години сме свидетели на засилване на позицията на държавата в основните енергийни монополи в Русия. Газпром, газовият монопол на страната, държи почти 1/3 от световните запаси от природен газ. Експортът на нефт от Русия се контролира изцяло от друг държавен монополист – Транснефт.

Подобна монополизация на сектора доведе до намаляване или дори спиране на инвестициите в него. По данни на Министерство на енергетиката на Руската Федерация, около 5% от добиваният нефт се губи при преноса, (базираният във Вашингтон Centre for Strategic and International Studies определя тези загуби на 7%). Това е равно на цялото производство на нефт в Казахстан, например.

Подобна е централизацията и монополизацията и при производството на ядрени съоръжения и строителството на ядрени централи.

В същото време в момента вътрешните нужди на Русия от енергийни ресурси растат значително и държавните монополи са задължени да снабдяват много потребители на цена под производствената. Това отново намалява възможностите за инвестиции. В момента е факт, че Газпром зависи все повече зависи от вноса на евтин газ от Туркменистан. В същото време, в Русия беше приет закон, който засекретява запасите на страната от нефт и газ. Запасите от уран отдавна са секретни. Това е доста голяма

⁷⁹ Barton, Barry, et al. Energy security: managing risk in a dynamic and regulatory environment. Oxford: Oxford University Press, 2004.

заплаха за страните зависещи от внос на енергийни ресурси от Русия, а евентуалните промени могат да предизвикат резки движения в цените на енергийните ресурси.

Определено обаче, най-голямата заплаха идваща от държавните монополи на Русия е възможността по всяко време Русия да прекъсне доставките в защита на своите геополитически интереси, както това многократно вече се случи през последното десетилетие.

В редица анализи и официални документи на европейските институции се анализира тази опасност, като се търсят методи за противодействие. Разбирането, че концентрирането на доставките на енергийни ресурси (главно газ и нефт, но за някои от новите страни в съюза и на ядрено гориво) от Русия води до подкопаване на националната им енергийна сигурност доведе до създаването на програми и проекти за диверсификация.

„Русия прави системни опити да използва енергийните доставки като инструмент за намаляване автономността на страни от така наречената „близка чужбина“, за формиране на тяхната външна политика, както и за подкопаване на новите демократични политически и икономически системи на страните от източна и централна Европа. Русия не се колебае да използва икономическия си потенциал и енергийните ресурси, с които разполага, за натиск над суверенни страни, особено сред новите членки на ЕС”.⁸⁰

2. Енергийна зависимост

Терминът „енергийна зависимост” е пряко свързан с енергийна сигурност, но в същото време е доста различен от него.

В ЕС когато се говори за енергийна зависимост се разбира преди всичко зависимостта от внос на природен газ и нефт. Според европейската статистика, през 2010 ЕС зависи от внос за над 50% от енергийните си ресурси. Перспективите са още по-лоши, като се очаква през това десетилетие зависимостта да достигне 60-65%. Подобна перспектива е тревожеща и неприемлива, особено когато увеличаващата се зависимост е главно от един източник – Русия. Затова през последните години в ЕС се работи усилено по няколко направления за намаляване на тази зависимост.

- Първо, търси се диверсификация на доставките на енергийни ресурси (главно газ и нефт),
- Второ, работи се по увеличаване ефективността на потребление на енергията от националните икономики.
- Трето, търси се увеличаване на дела на възобновяемите енергийни източници в енергийните баланси на страните от съюза.

Широко известна е „директивата” 20-20-20, според която през 2020 година ЕС трябва да подобри ефективността при използването на енергия с 20% и да произвежда 20% от електроенергията си от възобновяеми енергийни ресурси.

Когато се говори за енергийна независимост обаче, в ЕС не се говори в един глас и проблемът тук идва от начините на третиране на ядрената енергетика.

⁸⁰ Operational Programme of the Council for 2005 submitted by the Incoming Luxembourg and United Kingdom Presidencies [online], Brussels, December 2004 [cit. 2007-04-29]. Accessible at WWW: <http://www.fco.gov.uk/Files/kfile/UK-Lux%20prog.pdf>.

При „старите“ страни от ЕС има общо прието становище, залегнало и в показателите на Eurostat, че произвежданата от атомни централи електроенергия се определя като „домашен“, „вътрешен“ ресурс за съответната страна, а също и за целия ЕС. В това има някаква логика, доколкото ядрената енергетика в „старите“ страни от съюза е проектирана, изпълнена, поддържана и оперативно работи с технологии, средства и ресурси, в голямата си част създавани или налични в ЕС. Като стойност в тези страни, производството в АЕЦ формира 90% от разходите си на вътрешния пазар (в съответната страна или в рамките на ЕС).

При технологиите използвани от атомните централи в страните от ЕС е възможно използването на различни източници на ядрено гориво, а в този смисъл вносът на уран дава богати възможности за диверсификация в рамките на страните от OECD, което практически означава внос без риск от геополитически усложнения и липса на други рискове, каквито поради географията на вноса на газ и нефт са неизбежни.

При производството на електроенергия от атомни централи в „старите“ страни от ЕС е изпълнено едно от изискванията за национална енергийна независимост – „да се пренесе производството при домашни условия“. Това наистина означава независимост и намаляване на рисковете от географското разположение на енергийните ресурси.

Подобна ситуация и определяне на ядрената енергия като „домашен, вътрешен“ ресурс става възможна и поради наличната енергийна инфраструктура в тези страни, както и поради съществуващите системни връзки между тях. Разполагаемите възможности за транспорт, наличните технологии и хранилища за обработка и съхранение на радиоактивните отпадъци от дейността на АЕЦ също улесняват приемането на атомната енергетика като „вътрешен“ за съюза източник.

През отминалото десетилетие обаче, тази ситуация драстично се промени. С влизането в ЕС на страните от „нова Европа“ голяма част от причините за приемането на атомната енергетика като вътрешен ресурс за ЕС отпаднаха. Нещо повече, енергийната зависимост на новите страни членки е значително по-голяма именно поради наличието в някои от тях на АЕЦ.

Защо ситуацията е толкова различна? АЕЦ в „новите“ страни от ЕС са произведени и построени от Русия, страната от която ЕС се стреми да намали енергийната си зависимост. Руските атомни централи в Европа могат да работят само и единствено с ядрено гориво доставяно от Русия. През последните десетина години бяха правени доста опити (най-вече в Чехия) да се постигне диверсификация на доставките от ядрено гориво, но това не се оказа (поне досега) възможно. Американската фирма Westinghouse направи редица неуспешни опити да замени руските касети с ядрено гориво за централите в Чехия, но по различни причини това се оказа невъзможно. Сега подобни опити се правят в някои централи в Украйна, но също безуспешно.

3. Проектът АЕЦ „Белене“ и енергийната зависимост на България

Проектът АЕЦ Белене е типичен случай, показващ задълбочаващите се противоречия за влиянието върху енергийната зависимост на България. От това дали ядрената енергетика ще бъде приета за „вътрешен“ или за „външен“ ресурс зависи да се определи зависимостта на страната в енергийната област на около 50% (т.е. малко под средната за ЕС) или да надхвърли 70% (т.е. да бъде много над средната в ЕС). При някои оценки, включването на ядреното гориво на „Козлодуй“ дава зависимост от над 71% в

момента.⁸¹ Това означава, че с построяването на „Белене“ енергийната зависимост от Русия ще бъде най-малко 80%.

По неясни причини не се обсъжда факта, че **Руската Федерация е и кредитор на проекта, че е едновременно и доставчик, и изпълнител, и оператор, и кредитор.** При нормални методики за оценка на политическия риск, проектът може се преценява и ще се преценява само като високо рисков. Тъкмо затова експертите и лобитата, поддържащи „Белене“, повтарят, че той „би намалил енергийната зависимост на страната, защото електроенергията от АЕЦ е вътрешен ресурс, според класификацията на Eurostat“.

Подобно твърдение за българската атомна енергетика обаче, е дълбоко невярно, нелогично и обърквощо. За какъв национален ресурс може да се говори при АЕЦ „Белене“? Евентуалната централа ще бъде построена по чужда (на страна извън ЕС и OECD) технология. Инвестициите (поне както изглежда към този момент) ще бъдат направени за сметка на същата външна за ЕС държава. Това означава, че фактическата собственост върху централата ще бъде на Русия, независимо от запазването на 51% дял за България. Този дял ще си остане на книга, доколкото с него ще се обезпечават кредитите с които руската страна ще заплати изграждането на „Белене“. И това ще бъде за дълъг период напред, доколкото все още не се знае размера на този кредит, който ще варира от 4 до около 6 милиарда евро.

Точният му размер не се знае все още, но се знае, че заемът ще представлява над 10-15% от българския БВП. Ако АЕЦ „Белене“ се окаже губеща, разходите по заема трябва да се плащат или като държавата се задължи да изкупува електроенергията от „Белене“ на преференциални твърди цени (т.е. разходите да се поемат от бюджета) или централата да премине изцяло в руски ръце (т.е. България да се откаже от своя дял).

При бъдещата перспектива цената на електроенергията произведена в „Белене“ да бъде висока, а това означава относително ниско конкурентна на европейския пазар, не се очертава България да получава дивиденди от „Белене“ десетки години напред, дори и да запази собствеността си.

Освен че практически централата няма да бъде българска, тя ще зависи изцяло от руската страна за доставки на гориво. И не само за доставки, но и за преработка на отработеното гориво до състояние подходящо за дълговечно складиране.

Всъщност тук е другият голям въпрос, за който все още няма никакъв отговор. Какво ще става с отработеното високорадиоактивно гориво от „Белене“? Сега в случая с „Козлодуй“ то се изнася обратно в Русия, където в завод „Маяк“ се преработва и подготвя за складиране.

От тук нататък има няколко варианта, както за отработеното гориво от „Козлодуй“, така и за това от евентуалната централа в Белене. Първият е да се запази сегашната ситуация и това гориво да остане на склад в Русия, като се заплаща средна цена (както е досега) за транспорт, преработка и складиране на 1 кг. от около 620 долара. Това обаче, е малко вероятен вариант. Има подписан договор между България и Русия отпреди два десетина години, според който след 20 години (т.е. през тази 2011 г.), България трябва да приема обратно от Русия и да складира някъде преработеното в „Маяк“ използвано ядрено гориво.

Вторият вариант става реален, ако този договор влезе в сила. Тогава много спешно трябва да се реши къде ще се складира това високорадиоактивно преработено гориво?

⁸¹ Вж. Димо Стоилов, цит. съч., с. 73.

Този въпрос съзнателно се избягна при проучване на общественото мнение по повод „Белене”, поръчвани от инвеститора. (Той не е разглеждан и при частичните обществени обсъждания, организирани от Правителството на Сиемеон Сакскобурготски.) Въпросът с отработеното гориво ще бъде един от основните източници на политически риск за АЕЦ в България. След като 20 години не е направено нищо за да се реши въпроса, как ще се реши сега и какво ще стане когато количествата на отработено високорадиоактивно гориво се удвоят с тези от бъдещия АЕЦ „Белене”? Нима тук не се създава нова, много по-силна зависимост на българската енергетика от външна и за ЕС страна?

Но има и друг проблем. Политиката на ЕС изключва складирането и преработката на отработеното високорадиоактивно гориво в страни извън съюза. Това поражда възможности за реализиране и на трети вариант, ако България се съобрази с изискванията на Брюксел. Ако поради някаква причина (социално недоволство, екологични проблеми или просто липса на подходящо място) се откажем от създаването на хранилище за високорадиоактивно отработено ядрено гориво, тези отпадъци ще трябва да се изнасят в друга страна от ЕС. Това, разбира се, е възможно, дори ще намали зависимостта от Русия, но това ще стане на цена, която със сигурност ще бъде много по-висока от досегашната. Тогава въобще няма да може да се говори за относително ниски цени на добиваната в „Белене” електроенергия.

Освен пряко, посредством увеличаване на произвежданата електроенергия от руски централи, по руска технология и с руско гориво, евентуалното построяване на АЕЦ „Белене” ще засегне енергийната зависимост на България и по друг начин. За да се освободи място за производството от новата ядрена централа, ще бъдат жертвани изцяло местни ресурси, като ще се зачеркнат вече съществуващи проекти за разширяване на производството на базата на лигнитни въглища в Марица Изток, ще бъдат затворени централи вместо да се инвестира в почистване на технологиите в тях (ТЕЦ Бобов дол) и ще бъде ограничено производството на електроенергия от ВЕИ (основно вятърни централи и слънчева енергия). При паро-газови резервиращи мощности за АЕЦ „Белене” (каквито се предвиждат в Енергийната стратегия), енергийният ресурс за тях също ще бъде внос от Русия.

Може да се обобщи.

АЕЦ „Белене” не само няма да намали националната енергийна зависимост на България от Русия, но и ще я увеличи значително. Централата е външен за ЕС проект с чужди технологии, който ще бъде реализиран с чужди, отново външни за ЕС инвестиции.

Фактически централата ще бъде собственост на Русия и ще се превърне (каквото заглавие наскоро се появи в руският вестник „Коммерсант”) в „първата руска атомна централа извън територията на Русия”. Тази централа обаче не просто ще бъде на територията на България, а на територията на ЕС. До какви последици за членството на България в ЕС ще доведе това е трудно да се предвиди.

АЕЦ „Белене” ще работи (а значи ще зависи изцяло) само с руско ядрено гориво, а вероятно България ще бъде принудена (като отново зависи изцяло от Русия) и да преработва отработеното високорадиоактивно гориво обратно в Русия. Подобно решение ще създаде сериозен проблем на страната сред партньорите ѝ от ЕС.

Ако се върнем и на енергийната сигурност, с която започнахме този раздел, става ясно, че вместо да улесни и допринесе за „задоволяването на основните енергийни нужди чрез адекватни местни ресурси добивани при приемливи икономически условия и чрез достъпни и стабилни външни източници”, АЕЦ „Белене” ще отвори нови възможности за

политически натиск върху България, ще създаде нова несигурност, този път съпътствана и от високи разходи, които от своя страна ще разширят енергийната зависимост на страната, като ще се създадат предпоставки тя да прерасне в икономическа и дори политическа зависимост от една единствена страна.

Следните развития изглеждат много вероятни, ако АЕЦ „Белене“ бъде построена.

- Горивата плюс услугите от руски компании ще обхванат около 80% от българската енергетика;
- 76,7% от електроенергията ще бъде произвеждана от ядрено гориво и газ, доставяни от Русия;
- 71,4% от електроенергията ще бъде производство на руски по руски технологии и от съоръжения (независимо от подотрасъла на енергетиката);
- За да се продава електроенергията на новата централа, ще трябва да се спрат частните инвестиции в рехабилитацията на ТЕЦ „Варна“, „Русе“ и „Бобовдол“ (с наличен местен енергоресурс за над 15 години) и да се ограничи разширението на „Мариците“;
- Ще се наложи изграждане от НЕК/БЕХ на резервираща мощност за третично регулиране от 1000 МВ, нови електропроводи и подстанции на обща стойност от около 2 милиарда евро;
- Това ще стане за сметка на ограничаване на 1000 МВ инвестиции във ВЕИ (най-вече вятърни централи).

Разходи и цена на KW след изграждането на АЕЦ „Белене“

Първоначални разходи

Първоначалният инвестиционен и социален разход се разглежда като капитализиран еднократен паричен поток в началото на 50-годишната⁸² експлоатационна фаза на евентуално въведената в действие АЕЦ „Белене“, който има структура, както е показано на следната таблица.

Таблица 14: Остойностяване на първоначалната инвестиция и на разходи на системата

Инвестиция	Разход в млрд €	Вид/обяснение	Произход
Стойност на централата	6,3	По проектно предложение	Инвеститора
Цена на финансиране застраховка (капитализирана за 7 години строителна фаза)	1,764	При 7% ГЛП + 1% застраховка	Финансов ресурс
Инфраструктура на площадката	0,50	Експертна оценка	Публична инвестиция
Цех за преработка на отпадъците и временно хранилище	0,70	Експертна оценка	Публична инвестиция
Изграждане на постоянно хранилище	0,75	За АЕЦ Белене и АЕЦ Козлодуй (50% от стойността)	Публична инвестиция
Изграждане на 600 км далекопроводи	0,35	Вкл. Автоматика, подстанции,	Публична инвестиция

⁸² 50 години е фабричният срок на годност на реакторите.

		диспечинг	
Заместващи мощности (620 MW на газ)	0,35	Частично заместващи (според Енергийната стратегия)	Частна инвестиция
Компенсирани мощности (500MW ВЕЦ)	0,45	Частично компенсиращи	Частна инвестиция
Връзки с европейската енергийна система и увеличаване на капацитета на съществуващите мощности	0,50	Включително връзки към Молдова	Публична инвестиция
Обща стойност на инвестициите	11,664 милиарда евро		-

Получената нетна настояща стойност за икономиката за периода се коригира с 3 милиарда евро намаление (заради пропуснатите ползи от инвестиции във вече съществуващи централи или нови мощности от ВЕИ в следващите 10 години) и се добавят 600 милиона евро, вече инвестирани в проекта „Белене“ от правителството. **Така първоначалният паричен поток ще бъде 9,264 милиарда евро.**

„Полезно е да се отбележи, че в основния документ за енергийната политика на Европейската общност себестойността на произвежданата от АЕЦ електроенергия до 2030 г. остава 4–4,5 евроцента за KWh, а в европейската база данни за енергийни технологии инвестициите на единица ядрени мощности до 1300 MW са 1850 евро за KWh електрическа мощност, което значи, че [за да бъде конкурентна], АЕЦ „Белене“ би следвало да струва под 4, а не 10 милиарда евро.”⁸³

Цена на KW

Цената за крайния потребител е пресметната като разходи (на инвеститора и за системните връзки), описани статично в горната таблица **плюс** годишните производствени разходи, оперативните разходи и разходите по поддръжка и разходите за зареждане с гориво. Поради това, че НЕК и МИЕТ не ни предоставиха нужната информация, макар да бе надлежно заявена по реда на ЗДОИ, ние сме заложили тези разходи като 40-50% от стойността им за аналогични централи в САЩ. Стойностите, които получихме за оперативните разходи за „Белене“, са почти същите като тези на „Козлодуй“. Не сме заложили печалба. Разликата между двата сценария идва от разликата в лихвените проценти.

Цената за 1 KW електроенергия, както се вижда от таблица 15, при пълно отчитане на инвестициите и разходите на енергийната система би била сравнима със, но доста по-висока от субсидираната цена за киловат електроенергия от ВяЕЦ.

Таблица 15: Предполагаема цена

Валута за KW	Сценарий 1	Сценарий 2
Евроцента	14	14,6
Стотинки (~)	27,3	28,5

⁸³ Димо Стоилов. Цит. Съч. С. 73, курсивът - наш.

Фискални ефекти (контекст)

Това са въздействията върху държавния бюджет.

При пресмятането им отчитаме размера на първоначалните инвестиции, очакваните приходи от данъци и осигуровки от дейността на АЕЦ „Белене“ и пропуснатите ползи в резултат от нереализирането на инвестиции в ТЕЦ „Варна“, „Бобов дол“, „Марица Изток“ и във вятърни паркове. (Не отчетен ефекта от освобождаването от мито на вноса на ядрено гориво, но затова пък са заложили по-ниски експлоатационни разходи за новата АЕЦ.)

Общият размер на първоначалната инвестиция, свързана с АЕЦ „Белене“ се отнася до изграждане на инфраструктура на площадката, цех за преработка на отпадъците и хранилище за временно съхраняване, трайно хранилище на територията на страната, далекопроводи, системна автоматика, подстанции, диспечирание и т.н., заместващи мощности, компенсирани мощности, връзки с електроенергийната система и увеличаване на капацитета на съществуващите мощности, които е необходимо да бъдат извършени, за да е възможно функционирането на централата. Тези разходи ще бъдат направени от БЕХ или НЕК, които ще бъдат финансирани за това със средства от държавния бюджет – т.е. от българските данъкоплатци.⁸⁴ Освен това трябва да се отчетат и вече извършените и фактурирани разходи за консултанти, проектирането, подготовката на площадката и оборудването.

Очакваното нетно производство от АЕЦ Белене на електроенергия е около 14.5 TWh. През първите години от експлоатационната фаза на проекта, поради наличието на големи фиксирани разходи, ще се реализира загуба, което означава, че няма да има приход от корпоративен данък в бюджета и няма да има дивиденди. Данъчните приходи ще се реализират от осигурителните вноски на работещите, от данъка върху личните им доходи и от данъка върху добавената стойност от потреблението им. Очакваният положителен ефект през първата година от проекта е приблизително 28,6 милиона евро приходи в държавния бюджет. Заедно с това обаче поради нереализираните инвестиции в посочените ТЕЦ и във вятърните паркове приходите в бюджета ще се по-ниски с около 37,6 милиона евро от по-ниски заплати и потребление, както и от нереализирана печалба и съответно данък върху печалбата от тези компании.

Стопанска нецелесъобразност на проекта

Основни допускания

При оценката на стопанските ефекти от проекта АЕЦ „Белене“, ние правим следните допускания:

- Срокът на експлоатация на централата е 50 години.
- Направените първоначални разходи покриват не само строежа на централата, но и всички останали необходими инвестиции за нормалната ѝ дейност.
- Цената на kWh нараства с 2% всяка година.

⁸⁴ Имуществото на БЕХ ще бъде обезпечение при финансирането на тези дейности, каквото ще са и акциите на българската страна в дружеството за изграждане и експлоатация на АЕЦ „Белене“; излишно е да се споменава, че при неефективност на централата, обезпечението (активите на БЕХ) ще станат собственост на кредитора.

- Оперативните разходи, които включват ядрено гориво, заплати и останалите променливи разходи, нарастват с 2% всяка година.
- Централата се финансира с кредит със срок от 25 години с лихвен процент 8% на година
- Лихвата по облигациите на Росатом е 8% към днешна дата.
- Българското правителство се финансира дългосрочно при около 6% на година към днешна дата.
- Прилага се норма на амортизация 4% на година, следователно централата се амортизира напълно за 25 години. След пълното амортизиране на централата се приема, че пазарната ѝ стойност е 50% от първоначалната, тоест амортизационните отчисления представляват 50% от приложените за първите 25 години.
- Нетният ефект представлява нетната настояща стойност от проекта при определена изискуема норма на възвръщаемост. Нетната настояща стойност представлява сумата от дисконтираните нетни парични потоци за целия срок на проекта.
- Разглеждаме ефектите върху българската икономика като цяло и върху държавния бюджет (българския данъкоплатец), следователно се получават две отделни нетни настоящи стойности.
- При пресмятане на ефектите отчитаме необходимите инвестиции в проекта, генерираните парични потоци от него, както и загубите за останалите централи вследствие от реализирането на проекта във вид на по-малко количество произведена електроенергия, по-ниска заетост и по-ниски данъци, които ще се получат в държавния бюджет.
- При пресмятане на ефектите за държавния бюджет отчитаме приходите от данък върху печалбата, данък върху доходите и осигурителните вноски на работещите, данък върху добавената стойност от потреблението на работещите.
- Годишното производство на електроенергия от АЕЦ Белене е 14,5 милиарда KWh.
- Общият размер на първоначалната инвестиция е 11,85 милиарда евро и в нея се включва строежът на електроцентралата, инфраструктурата на площадката, цех за преработка на отпадъците и хранилище за временно съхраняване, трайно хранилище на територията на страната, далекопроводи, системна автоматика, 2 подстанции, диспечирание в страната, заместващи мощности от 620 MW (газови), компенсирани мощности 500 MW (ВЕЦ), връзки с електроенергийната система и увеличаване на капацитета на съществуващите мощности и нетен оборотен капитал за обичайните дейности по проекта.
- Очакваното намаляване на инвестициите в други електроцентрали (АЕЦ Козлодуй, ТЕЦ Бобов дол, ТЕЦ Варна, ТЕЦ Марица Изток и вятърни централи) е в размер на 2.86 милиарда евро.
- Очакваната първоначална инвестиция от страна на българската държава чрез БЕХ ЕАД и НЕК ЕАД. е в размер на 4,2 милиарда евро.

Методология за оценката на икономическите ефекти

Изследваме ефектите от промяната в продажната цена на KWh от АЕЦ Белене със следната методология.

Минималната норма на дисконтиране, която се прилага при изчисляването на нетната настояща стойност на проекта, се получава чрез среднопретеглената цена на капитала.

Тя се определя поотделно за всички източници на финансиране и след това се претегля с относителния дял на всеки източник в общото финансиране на проекта.

$$СПЦК = \sum_1^n r_i * w_i$$

Където:

- СПЦК е среднопретеглената цена на капитала,
- r_i е изискуемата норма на възвръщаемост от източник i ,
- w_i е относителният дял на източник i в общото финансиране на проекта.

Цената на дългосрочно финансиране за българското правителство в момента е около 6%. Изискуемата норма на възвръщаемост от подобна инвестиция за Росатом е минимум 10%. Тъй като делът на България е 51%, а делът на Росатом е 49%, тогава среднопретеглената цена на капитала ще бъде минимум 8% годишно. Следователно реалистично допускане ще бъде нормата на дисконтиране при оценка на ефектите за икономиката като цяло да бъде 8%.

При оценката на ефектите за държавния бюджет се взема предвид единствено цената финансиране от държавата, която е 6%. По този начин реалистичният вариант за изискуема норма на възвръщаемост е 6% на година.

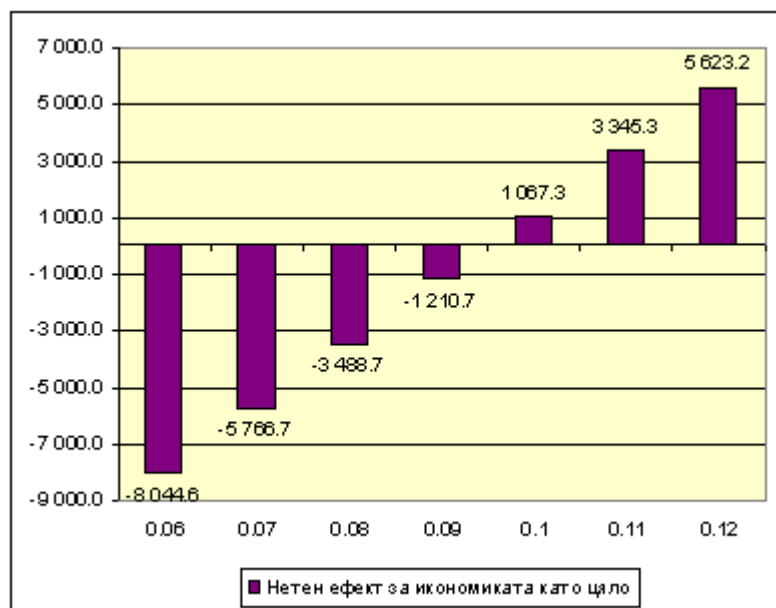
Следователно при двата варианта се използват различни норми на възвръщаемост, защото във варианта за икономиката като цяло се използва комбинация от частно и държавно финансиране, а при оценката на ефекта върху държавния бюджет се взема предвид само държавното финансиране. Тогава при оценка на ефекта върху икономиката като цяло нормата на възвръщаемост ще е 8%, а при оценката на ефекта върху държавния бюджет нормата на възвръщаемост ще е 6%.

Резултати

Цена и стопански резултати на АЕЦ „Белене“

- При продажна цена по-ниска от 9,54 евроцента на 1 KWh от АЕЦ „Белене“ нетният ефект за икономиката като цяло ще бъде отрицателен. Тоест паричните потоци от проекта няма да са достатъчни да осигурят изискуемата възвръщаемост от 8%.
- Загубата ще бъде 8 милиарда евро при цена от 6 евроцента на 1KWh. и съответно 1,2 милиарда евро при цена на 9 евроцента за 1KWh.
- При цена 9.54 евроцента на 1KWh нетният ефект ще бъде нулев. Тоест паричните потоци от проекта ще са достатъчни да осигурят изискуемата възвръщаемост от 8%, но не повече.
- При цена над 9,54 евроцента за 1 KWh ще има нетни ползи за българската икономика. Например, при цена 10 евроцента на 1 KWh нетните ползи от проекта ще са над 1 милиарда евро.

Графика 9: Нетен ефект за икономиката като цяло от реализирането на проекта АЕЦ Белене при изискуема норма на възвръщаемост 8% на година и съответна продажна цена на 1 KWh в евро

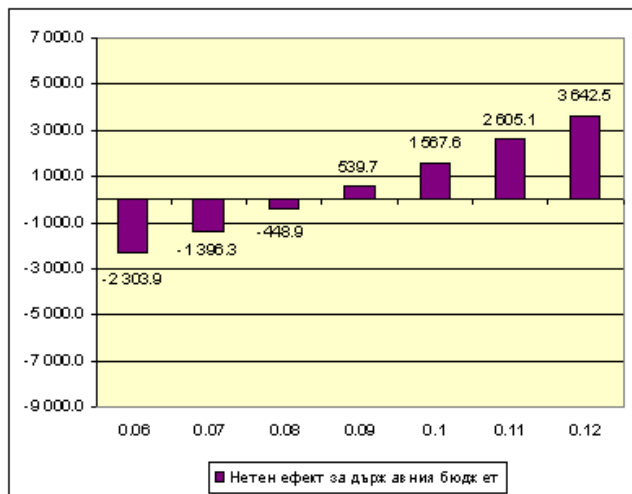


Източник: Изчисления на ИПИ.

Фискално въздействие (варианти при различна цена на тока от АЕЦ „Белене“)

- При продажна цена по-ниска от 8,46 евроцента на 1 KWh от АЕЦ „Белен“е нетният ефект за държавния бюджет ще бъде отрицателен. Тоест паричните потоци от проекта няма да са достатъчни да осигурят изискуемата възвръщаемост от 8%.
- Нетната загуба ще бъде 2,3 милиарда евро при цена от 6 евроцента на 1KWh. и съответно приблизително 450 милиона евро при цена на 8 евроцента за 1KWh.
- При цена 8.46 евроцента на 1KWh нетният ефект за държавния бюджет ще бъде нулев. Тоест паричните потоци от проекта ще са достатъчни да осигурят изискуемата възвръщаемост от 6%, но не повече.
- При цена над 8,46 евроцента за 1 KWh ще има нетни ползи за българската икономика. Например, при цена 9 евроцента на 1 KWh нетните ползи за българската икономика ще са почти 540 милиона евро.

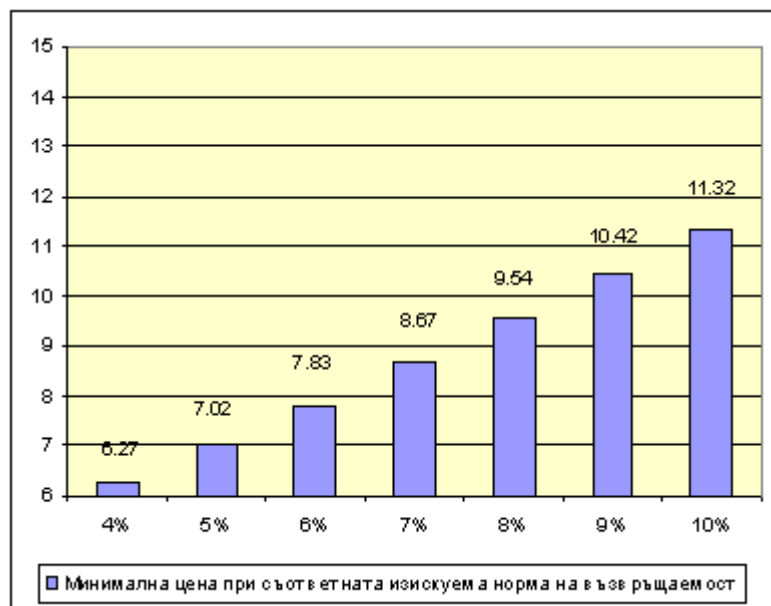
Графика 10: Нетен ефект за държавния бюджет от реализирането на проекта АЕЦ Белене при изискуема норма на възвръщаемост 6% на година и съответна продажна цена на 1 KWh в евро



Източник: Изчисления на ИПИ.

Вътрешна норма на възвръщаемост при различна продажна цена

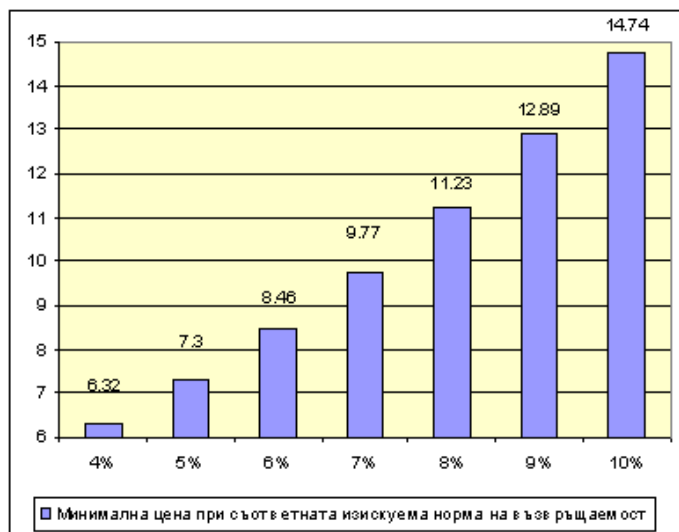
Графика 11: Минимална цена (в евроцентове) на 1KWh от АЕЦ Белене, за да се откупи напълно първоначалната инвестиция за икономиката като цяло при определена норма на възвръщаемост.



Източник: Изчисления на ИПИ.

- При нарастване на изискуемата норма на възвръщаемост от проекта е необходимо да се повиши и продажната цена на 1 KWh от АЕЦ Белене.
- При реалистичния сценарий за изискуема норма на възвръщаемост от 8% от проекта минималната продажна цена трябва да бъде 9,54 евроцента на 1 KWh.
- За да се постигне норма на възвръщаемост 4% от проекта минималната продажна цена на 1 KWh трябва да бъде 6,27 евроцента, което значително превишава цената на 1 KWh от АЕЦ Козлодуй.

Графика 12: Минимална цена (в евроцентове) на 1KWh от АЕЦ Белене, за да се откупи напълно първоначалната инвестиция за държавния бюджет при дадена норма на възвръщаемост



Източник: Изчисления на ИПИ.

- При реалистичния сценарий за изискуема норма на възвръщаемост от 6% от проекта минималната продажна цена трябва да бъде 8.46 евроцента на 1 KWh.
- За да се постигне норма на възвръщаемост 4% от проекта минималната продажна цена на 1 KWh трябва да бъде 6.32 евроцента, което значително превишава цената на 1 KWh от АЕЦ Козлодуй.

Като цяло посочените таблици и графики показват, че при реалистични допускания за продажната цена на 1 KWh и изискуема норма на възвръщаемост съответно от 8% за икономиката като цяло и 6% за държавния бюджет първоначалната инвестиция в проекта няма да бъде откупена.

Нетен икономически ефект

Таблица 16: Нетен ефект от проекта АЕЦ Белене за икономиката като цяло при определена продажна цена на KWh (по хоризонтала) и при определена норма на дискотиране (по вертикала)

Дисконтов процент \ Цена	€0,06	€0,07	€0,08	€0,09	€0,10	€0,11	€0,12
4%	-1 189,2	3 314,9	7 819,1	12 323,2	16 827,3	21 331,5	25 835,6
5%	-3 766,9	-68,0	3 630,8	7 329,7	11 028,6	14 727,4	18 426,3
6%	-5 638,9	-2 543,6	551,8	3 647,1	6 742,4	9 837,7	12 933,0
7%	-7 016,8	-4 381,8	-1 746,8	888,3	3 523,3	6 158,3	8 793,3
8%	-8 044,6	-5 766,7	-3 488,7	-1 210,7	1 067,3	3 345,3	5 623,2
9%	-8 821,3	-6 824,9	-4 828,5	-2 832,0	-835,6	1 160,9	3 157,3
10%	-9 415,7	-7 644,8	-5 873,8	-4 102,9	-2 331,9	-561,0	1 210,0

Източник: Изчисления на ИПИ.

Таблица 17: Нетна настояща стойност на проекта АЕЦ Белене за държавния бюджет при определена продажна цена на KWh (по хоризонтала) и при определена норма на дисконтиране (по вертикала) в милиони евро.

Дисконтов процент \Цена	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,11	0,12
4%	-484,7	1 095,3	2 723,6	4 398,1	6 114,0	7 839,7	9 565,4
5%	-1 555,8	-365,6	868,4	2 146,1	3 464,1	4 791,7	6 119,3
6%	-2 303,9	-1 396,3	-448,9	539,7	1 567,6	2 605,1	3 642,5
7%	-2 831,3	-2 131,2	-1 394,8	-619,5	194,1	1 017,1	1 840,1
8%	-3 206,4	-2 660,5	-2 081,5	-1 465,7	-812,6	-150,1	512,3
9%	-3 475,5	-3 045,5	-2 585,3	-2 090,3	-1 558,8	-1 018,2	-477,5
10%	-3 670,2	-3 328,3	-2 958,8	-2 556,4	-2 118,4	-1 671,3	-1 224,2

Източник: Изчисления на ИПИ.

Изводи и препоръки

По нито един от критериите на чл. 45, ал. 2 от закона за безопасното използване на ядрената енергия, проектът АЕЦ „Белене“ не може да бъде обоснован.

Нашата най-важна препоръка е отказ от проекта.

Цените, на които ще може да се продава електрическата енергия на централата е неконкурентна. Техническите трудности и за енергийната система на страната, и за съответствие на международните стандарти за качество и безопасност правят проекта неефективен.

Ценовите равнища за KWh са изчислени при цената на инвеститора плюс системните разходи. За да се възвърнат инвестираните средства, вътрешния пазар не трябва да е либерализиран. Иначе казано, проектът е неосъществим по при нормално банкиране на либерализирания пазар на ЕС.

След като електроенергийният и мощностният баланс на Република България към 2020 г. и 2025 г. в Приложения 1 и 2 показват, че **наличните генериращи мощности, включително планираните изключва необходимостта от други такива**, ядрени или конвенционални електроцентрали, строителството на АЕЦ „Белене“.

Балансът е с включен 15 % оперативен резерв превишава значително най-оптимистичната прогноза на НЕК, приета като възможна горна граница на електропотреблението за хоризонт до 2025 г.

Практиката на страните от ЕС показва, че рехабилитираните, с наличен физически ресурс мощности са значително по-ефективни от новоизгражданите, независимо от енергоносителя и че **отложените капиталовложения за ново строителство, особено в период на криза, могат да бъдат използвани с много по-голяма възвръщаемост, отколкото в енергетиката.**

Необходими е институционална подкрепа и контрол за съхраняване на наличните мощности:

- АЕЦ „Козлодуй“ – блокове 5 и 6 (продължаване на срока на използваемост с 20 години),
- Рехабилитация на ТЕЦ „Варна“, ТЕЦ „Бобов дол“, ТЕЦ „Марица-3“, ТЕЦ „Русе“ – блокове 3 и 4.

Основание за такава политика са рисковете, изложени по-горе.

Ако се построи АЕЦ „Белене“, облагите – доколкото ги има - ще са изяло за инвеститора. икономическите и фискални ефекти възникват въпросите:

- Коя цивилизована държава, след трагедията в Япония ще изгради нова АЕЦ за производство на електроенергия изключително за износ, **при отсъствие на пазарни проучвания, неизяснена цена на електроенергията и неизяснена собственост?**
- Кое отговорно правителство ще натовари обществото с допълнителни разходи за изграждане на централата и прилежащата ѝ инфраструктура (подстанции, електропроводи, преконфигуриране на мрежата 400 kV, междусистемни връзки и т.н.), за което са необходими допълнително над 280 милиона евро?
- Коя отговорна институция ще се лиши от възможността да реализира оперативните си излишъци от над 5,0 TWh/2020 г., за сметка на чужди инвеститори?

- **Кое отговорно правителство и институции ще се занимават непрекъснато с чужд за страната проблем, какъвто е АЕЦ „Белене”, вместо да се съсредоточат върху проблемите на обществото – висока енергийна интензивност, незадоволително усвояване на ВЕИ, незадоволителни структурни разрези на електроенергетиката, висока степен на корупция в сектора, отсъствие на перспектива за реален пазар и силно монополно влияние по веригата производство – пренос – разпределение на електроенергията?**