|  |
| --- |
| http://bas.bg/templates/BAS/i/bas_new_logo.jpg |

**Договор с предмет:**

**„Изготвяне на Национална стратегия в областта на енергетиката (с фокус върху електроенергетиката)”**

**МЕЖДИНЕН ДОКЛАД 2**

**15 септември 2017 г.**

**СЪДЪРЖАНИЕ**

Списък на таблиците 3

Списък на фигурите 3

Списък на използваните съкращения 4

Въведение 5

Дейност V. „Анализ на възможността проектът АЕЦ „Белене“ да бъде реализиран на пазарен принцип и разработване на вариант за отделяне на активите и пасивите на НЕК, свързани с проекта „АЕЦ „Белене“, в отделно търговско дружество и провеждане на последваща процедура по реда на Закона за приватизация и следприватизационен контрол” 8

[1. Поддейност V.1. Технико-икономически и правен анализ на възможностите за използване на придобитото оборудване с дълъг цикъл на производство за изграждане на атомна електроцентрала на площадка „Белене“ на пазарен принцип 9](#_Toc492991323)

[1.1. Поддейност V.1.1. Техническите параметри на оборудване придобито въз основа на решението по арбитражно дело ICC Case 18086/GZ/MHM и съществуващите в НЕК / на площадка „Белене“ активи, свързани с Проект „АЕЦ Белене“ 9](#_Toc492991324)

[1.2. Поддейност V.1.2. Настоящ енергиен баланс на ниво система/предприятие и прогнози за производство, вътрешно потребление и износ/внос, с цел преценка на необходимостта от изграждане на нова ядрена мощност АЕЦ „Белене“ 13](#_Toc492991325)

[1.3. Поддейност V.1.3. Международна, европейска и национална правно-регулаторна рамка по отношение изграждането на нова ядрена мощност 15](#_Toc492991326)

[1.3.1. Основни документи, свързани с изграждането на нова ядрена мощност 15](#_Toc492991327)

[1.3.2. Планиране. Решение за изграждане. Лицензионен режим 18](#_Toc492991328)

[1.3.3. Нотификации 24](#_Toc492991329)

[1.3.4. Осигуряване безопасността на ядрените централи 25](#_Toc492991330)

[1.3.5. Отговорност за ядрена вреда 27](#_Toc492991331)

[1.3.6. Управление на отработено гориво и радиоактивни отпадъци 28](#_Toc492991332)

[1.3.7. Извеждане от експлоатация 30](#_Toc492991333)

[3. Поддейност V.4. Разработване на финансов модел за прогнозиране на паричните потоци от потенциалното изграждане на АЕЦ „Белене“ 35](#_Toc492991334)

[Въведение 35](#_Toc492991335)

[3.1. Проектът АЕЦ „Белене“ 37](#_Toc492991336)

[3.2.1. Състояние на проекта – идея, технология, развитие на проекта, текущо състояние 37](#_Toc492991337)

[3.2.2. Финансиране на проекта 38](#_Toc492991338)

[3.2. Финансов модел 39](#_Toc492991339)

[3.2.1. Логика, функционалност и информационно осигуряване 39](#_Toc492991340)

[3.2.2. Основни допускания 41](#_Toc492991341)

[3.2.3. Оценка на финансовата жизнеспособност на проекта 53](#_Toc492991342)

[4. Резултати 59](#_Toc492991343)

[Заключение](#_Toc492991344) 69

[Литература 7](#_Toc492991345)2

**СПИСЪК НА ТАБЛИЦИТЕ**

[Таблица V.1. Прогнози за производственитеразходи по групи централи на българския пазар, лева за MWh 14](#_Toc493240897)

[Таблица V.2. Прогнози за борсови цени на регионален пазар, евро за MWh 15](#_Toc493240898)

[Таблица V.3. Инвестиционни разходи по проекта, млн. евро 43](#_Toc493240899)

[Таблица V.4. Стойности за капиталови разходи за сходни нови блокове за реактор от поколение III/III+ 44](#_Toc493240900)

[Таблица V.5. Допускания за експлоатация и натоварване на мощностите на АЕЦ „Белене“ 45](#_Toc493240901)

[Таблица V.6. Еталонни сравнения за планираното натоварване на мощностите 46](#_Toc493240902)

[Таблица V.7. Допускания за размер на осигурителните вноски 47](#_Toc493240903)

[ТаблицаV.8. Прогнозни цени на вътрешния и регионалния пазари, евро/MWh 51](#_Toc493240904)

[Таблица V.9. Цена на дълга при разглежданите варианти 56](#_Toc493240905)

[Таблица V.10. Претеглени средни разходи за капитала (WACC) по варианти на проекта (%) 59](#_Toc493240906)

[Таблица V.11. Оперативни средногодишни разходи за периода 2027-2047 г. 60](#_Toc493240907)

[Таблица V.12. Еталонни стойности на оперативните разходи и разходите за поддръжка на единица продукция 61](#_Toc493240908)

[Таблица V.13. Еталонни стойности за разходите за ядрено гориво 62](#_Toc493240909)

[Таблица V.14. Разходи за управление на радиоактивни отпадъци и за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения на АЕЦ „Белене“ 62](#_Toc493240910)

[Таблица V.15. Оперативни приходи за периода 2027-2087 г. при различни сценарии за цените 63](#_Toc493240911)

[Таблица V.16. Сценарии за финансиране на проекта 63](#_Toc493240912)

[Таблица V.17. Разпределение на собствения капитал на АЕЦ „Белене“ 64](#_Toc493240913)

[Таблица V.18. LCOE на проекти в ядрената енергетика (щатски дол./MWh, реални цени от 2013 г.) 64](#_Toc493240914)

[Таблица V.19. Влияние на ценовите сценарии и нивата на натоварване върху финансовите показатели – общо за проекта преди финансиране 67](#_Toc493240915)

[Таблица V.20. Влияние на ценовите сценарии и нивата на натоварване върху нивото на възвръщаемост на частния инвеститор/държавата (%) 68](#_Toc493240916)

*Таблица V.21. Разлики между приходи и разходи, при различните ценови сценарии по години в периода на експлоатация, в млн. евро………………………………………………………………………………………………….71*

**СПИСЪК НА ФИГУРИТЕ**

[ФигураV.1. Схема на доставеното оборудване като част от ядрения блок 11](#_Toc493240917)

[Фигура V.2. Етапи на лицензиране на изграждането на АЕЦ „Белене“ 23](#_Toc493240918)

[Фигура V.3. Структура на финансовия модел 40](#_Toc493240919)

[Фигура V.4. Времево разпределение на ексалираните капиталови разходи, млн. евро 44](#_Toc493240920)

[Фигура V.5. Доходност от 30-годишни германски облигации за периода 2013-2017 г. 57](#_Toc493240921)

[Фигура V.6. Доходност от 10-годишни германски и български облигации за периода 2014-2016 г. 57](#_Toc493240922)

[Фигура V.7. β коефициенти за доходността на капитала на европейските енергийни дружества 58](#_Toc493240923)

[Фигура V.8. Структура на оперативните разходи (средно за периода 2027-2087 г., %) 60](#_Toc493240924)

[Фигура V.9. LCOE при дисконтова норма от 7% и цени на електроенергията за вътрешния пазар 65](#_Toc493240925)

[Фигура V.10. LCOE при дисконтова норма от 7% и цени на електроенергия при среднопретеглена регионална цена само за България, Гърция, Румъния и Унгария – Сценарий 3 и при само за България, Гърция, Румъния и Унгария и частично за Сърбия и Турция – Сценарий 6 66](#_Toc493240926)

**СПИСЪК НА ИЗПОЛЗВАНИТЕ СЪКРАЩЕНИЯ**

|  |  |
| --- | --- |
| IRR | Internal Rate of Return  Вътрешна норма на възвръщаемост |
| LCOE | Levelised cost of electricity  Изгладени разходи за електрическа енергия |
| NPV | Net Present Value  Нетна настояща стойност |
| RPSD | Restructuring, Productivity, Sustainable Development – алгоритъм за преструктуриране, нарастваща продуктивност и устойчиво развитие |
| WACC | Weighted average cost of capital  Претеглени средни разходи за капитала |
| АЕЦ | Атомна електроцентрала |
| АЯР | Агенция за ядрено регулиране |
| БАН | Българска академия на науките |
| БВП | Брутен вътрешен продукт |
| БЕХ ЕАД | „Български енергиен холдинг“ ЕАД |
| ДЗПО | Допълнително задължително пенсионно осигуряване |
| ЕАД | Еднолично акционерно дружество |
| ЕК | Европейска комисия |
| ЕС | Европейски съюз |
| ЗБИЯЕ | Закон за безопасно използване на ядрената енергия |
| ЗЕ | Закон за енергетиката |
| ЗЕЕ | Закон за енергийната ефективност |
| ЗООС | Закон за опазване на околната среда |
| ЗОП | Закон за обществените поръчки |
| ЗУТ | Закон за устройство на територията |
| ИЕЯС | Извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения |
| ИМС | Имоти, машини и съоръжения |
| ИП | Инвестиционен процес |
| КЕВР | Комисия за енергийно и водно регулиране |
| КЗК | Комисия за защита на конкуренцията |
| МЕ | Министерство на енергетиката |
| МОСВ | Министерство на околната среда и водите |
| МС | Министерски съвет |
| „НЕК“ ЕАД | Национална електрическа компания |
| НОИ | Национален осигурителен институт |
| ОЯГ | Отработено ядрено гориво |
| РАО | Радиоактивни отпадъци |
| СМР | Строително-монтажни работи |
| СО | Социално осигуряване |
| ТЗ | Техническо задание |

**Въведение**

На 30 януари 2017 г. между „Български енергиен холдинг” ЕАД и Българската академия на науките беше подписан договор за изготвяне на Национална стратегия в областта на енергетиката. Българската академия на науките (БАН) започна изпълнението веднага след подписването на договора.

Основните данни за този договор (проект) са представени в таблица 1.

**Таблица 1. Основни данни за договора**

|  |  |
| --- | --- |
| **№ на договора** | 3-2017/30.01.2017 |
| **Предмет:** | „Изготвяне на Национална стратегия в областта на енергетиката (с фокус върху електроенергетиката)” |
| **Териториален обхват на проекта:** | Р. България |
| **Страна:** | Р. България |
| **Възложител:** | „Български енергиен холдинг” ЕАД (БЕХ ЕАД) |
| **Продължителност:** | 14 месеца |
| **Период на изпълнение:** | 30 януари 2017 г. – 30 март 2018 г. |
| **Изпълнител:** | Българска академия на науките (БАН)  Координатор – проф. д-р Александър Тасев, директор на Института за икономически изследвания на БАН (ИИИ-БАН) |
| **Статус по време на отчета:** | Етап 2: Разработване |
| **Обхват на доклада:** | Отчитане на резултати по **Дейност V** „Анализ на възможността проектът АЕЦ „Белене“ да бъде реализиран на пазарен принцип и разработване на вариант за отделяне на активите и пасивите на НЕК, свързани с проекта „АЕЦ Белене“, в отделно търговско дружество и провеждане на последваща процедура по реда на Закона за приватизация и следприватизационен контрол” |
| **Отчетен период:** | 16 март – 15 септември 2017 г. |

*Административни събития през отчетния период*

През отчетния период бяха осъществени следните основни административни дейности:

* На 16.03.2017 г., в съответствие с условията на Договора, беше внесен Встъпителен доклад, който беше одобрен от Възложителя.
* На 22.08.2017 г. с Възложителя беше проведена работна среща, в която участваха г-н Ж. Станков, зам. министър на енергетиката и г-н П. Иванов, Изпълнителен директор на „БЕХ-ЕАД“. На нея бяха обсъдени: текущият статус на изпълнението на дейностите по Договора; конкретни очаквания на Възложителя по тях; формите на експертно взаимодействие между екипа на Изпълнителя и представителите на Възложителя; административни въпроси, свързани с актуализацията на Договора.
* През август 2017 г. се проведоха няколко работни срещи между експерти на Възложителя и експерти на Изпълнителя, разработващи материалите по Дейност V „Анализ на възможността проектът АЕЦ „Белене“ да бъде реализиран на пазарен принцип и разработване на вариант за отделяне на активите и пасивите на НЕК, свързани с проекта „АЕЦ Белене“, в отделно търговско дружество и провеждане на последваща процедура по реда на Закона за приватизация и следприватизационен контрол”. Във фокуса на срещите бяха работни материали по дейността, вкл. параметрите на финансовия модел на проекта АЕЦ „Белене“, и тяхното уточняване.
* На 5 септември 2017 г. беше проведена работна среща, на която от наша страна бяха: (а) представени направените по искане на Възложителя корекции във финансовия модел на проекта АЕЦ „Белене“; (б) представени и обсъдени резултатите от Дейност III.

Резултатите от работните срещи, съгласно постигнатите договорки, се взеха предвид и са отчетени от Изпълнителя при подготовката на всички материали.

Освен това, бяха проведени две срещи с Министъра на енергетиката, г-жа Теменужка Петкова:

* В първата среща, осъществена на 22.06.2017 г., от страна на Изпълнителя участваха акад. Ю. Ревалски – Председател на БАН и проф. д-р Александър Тасев, директор на Института за икономически изследвания на БАН и Координатор на проекта от страна на Изпълнителя. Министър Петкова беше информирана за прогреса по изпълнението на Договора. Тя постави изискване резултатите от Междинен доклад 2 да се изтеглят от 30 октомври 2017 на 15 септември 2017 г. Това изискване доведе до изготвяне и подписване на допълнителен Анекс, в който се отразиха промените в датите за предаване на резултатите.
* Във втората среща, осъществена на 10.08.2017 г., участваха проф. Ал. Тасев и водещи експерти от екипа на Изпълнителя. На срещата бяха обсъдени някои предварителни резултати от Дейност II и Дейност V.

Настоящият Междинен доклад 2 е изготвен в съответствие с Техническото задание, оформено като Приложение 1.2 на Анекс №2 на Договора. Графикът за предаване на резултатите и извършване на плащанията предвижда този междинен доклад да се предостави на Възложителя на 15.09.2017 г.

Докладът представя резултатите от Дейност V „Анализ на възможността проектът АЕЦ „Белене“ да бъде реализиран на пазарен принцип и разработване на вариант за отделяне на активите и пасивите на НЕК, свързани с проекта „АЕЦ Белене“, в отделно търговско дружество и провеждане на последваща процедура по реда на Закона за приватизация и следприватизационен контрол”.

Тези резултати съответстват изцяло на предвидените в Договора и във Встъпителния доклад и включват:

* технико-икономически и правен анализ на възможностите за използване на придобитото оборудване за изграждане на атомна електроцентрала на площадка „Белене“ на пазарен принцип;
* вариант за отделяне на активите и пасивите на НЕК, свързани с Проекта „АЕЦ Белене“, в отделно търговско дружество;
* финансов модел на проекта АЕЦ „Белене“ – на Excel.

Междинен доклад 2 се предоставя на Възложителя заедно с Междинен доклад 1 (предварителен) и Междинен доклад 3 (предварителен), като се базира на резултати, получени от изпълнението на дейностите, включени в техния обхват. По такъв начин даваме на Възложителя пълна картина на извършената работа до момента и на резултатите, постигнати в изпълнение на Договора и на одобрения Встъпителен доклад.

*Междинните доклади са предназначени да бъдат четени и използвани в цялост, а не частично и поотделно. Отделянето и/или изменението на който и да е раздел или страница от докладите ги прави невалидни по отношение на изводите и оценките. Тези изводи и оценки са валидни само по отношение на допусканията, обхвата и целите на докладите към датата на отчитането им.*

Предоставяме, извън изискванията по Договора, и кратко представяне на постигнатите основни резултати/изводи, свързани с междинните доклади.

Всичко това определя структурата и съдържанието на доклада.

**Дейност V. „Анализ на възможността проектът АЕЦ „Белене“ да бъде реализиран на пазарен принцип и разработване на вариант за отделяне на активите и пасивите на НЕК, свързани с проекта „АЕЦ „Белене“, в отделно търговско дружество и провеждане на последваща процедура по реда на Закона за приватизация и следприватизационен контрол”**

Настоящият доклад е изработен в изпълнение на Дейност V. „Анализ на възможността проектът АЕЦ „Белене“ да бъде реализиран на пазарен принцип и разработване на вариант за отделяне на активите и пасивите на НЕК, свързани с проекта „АЕЦ „Белене“, в отделно търговско дружество и провеждане на последваща процедура по реда на Закона за приватизация и следприватизационен контрол”, по договор с предмет „Изготвяне на Национална стратегия в областта на енергетиката (с фокус върху електроенергетиката)” между „БЕХ“ ЕАД и БАН.

Съгласно заданието на проекта Дейност V обхваща изпълнението на следните поддейности:

Поддейност V.1. Технико-икономически и правен анализ на възможностите за използване на придобитото оборудване с дълъг цикъл на производство за изграждане на атомна електроцентрала на площадка „Белене“ на пазарен принцип (без пряко или косвено участие на държавата, без държавна гаранция и без ангажимент от страна на държавата за сключване на дългосрочен договор за изкупуване на произведената електрическа енергия), като се вземат предвид минимум:

Поддейност V.1.1. Техническите параметри на оборудване придобито въз основа на решението по арбитражно дело ICC Case 18086/GZ/MHM и съществуващите в НЕК / на площадка „Белене“ активи, свързани с Проект „АЕЦ Белене“.

Поддейност V.1.2. Настоящ енергиен баланс на ниво система/предприятие и прогнози за производство, вътрешно потребление и износ/внос, с цел преценка на необходимостта от изграждане на нова ядрена мощност АЕЦ „Белене“.

Поддейност V.1.3. Международна, европейска и национална правно-регулаторна рамка по отношение изграждането на нова ядрена мощност.

Поддейност V.2. Разработване на вариант за отделяне на активите и пасивите на НЕК, свързани с Проекта „АЕЦ Белене“, в отделно търговско дружество с цел провеждане на последваща процедура по реда на Закона за приватизация и следприватизационен контрол.

Поддейност V.3. Разработване на финансов модел за прогнозиране на паричните потоци от потенциалното изграждане на АЕЦ „Белене“.

# Поддейност V.1. Технико-икономически и правен анализ на възможностите за използване на придобитотооборудване с дълъгцикъл на производство за изграждане на атомнаелектроцентрала на площадка „Белене“ на пазарен принцип

## *Поддейност V.1.1. Техническите параметри на оборудване придобито въз основа на решението по арбитражно дело ICC Case 18086/GZ/MHM и съществуващите в НЕК / на площадка „Белене“ активи, свързани с Проект „АЕЦ Белене“*

Въз основа на Решение № 260 от 08.04.2005 г. на Министерски съвет на Република България, Писмо на Министерството на енергетиката и енергийните ресурси със задължителни инструкции от 05.05.2005 г. за възобновяване на работата по изграждането на АЕЦ „Белене”,през 2005 г. НЕК обяви процедура за възлагане на обществена поръчка за договор за завършване на проектирането и за изграждане, въвеждане в експлоатация на № 1 и № 2 на АЕЦ „Белене”.

Проектът на АЕЦ „Белене” включва два еднотипни блока с мощност 1000 МW и спомагателни сгради и съоръжения. Реакторната инсталация е ВВЕР-1000 (В-466Б). Това е еволюционен проект, който използва резултатите от натрупания многогодишен опит в проектирането и експлоатацията на реактори с топлоносител – вода под налягане, и го съчетава със съвременни технически решения и нововъведения. Проектът е разработен от руската компания ЗАО „Атомстройекспорт” (АСЕ), която е част от държавна корпорация „Росатом”, в рамките на сключеното през ноември 2006 г. с българската компания „НЕК” ЕАД договорно споразумение за изграждане на АЕЦ „Белене”. Споразумението включва задължение за осъществяване на дейности по инженеринг, доставка и строителство на блокове 1 и 2 на бъдещата ядрена централа „Белене” (изграждане „до ключ”). ЗАО „Атомстройекспорт” изпълнява задълженията си по споразумението в консорциум с АREVA NP (Франция) и Siemens (Германия) като основни подизпълнители.

Този преглед обосновава текущото състояние на проекта, подразделен на следните елементи:

* изработено оборудване и компоненти;
* състояние на площадката;
* ниво на проектна готовност;
* издадени решения и разрешения по проекта;
* организационна структура за управление на проекта.

Статус на проекта „Белене” по данни на НЕК

От страна на НЕК ЕАД е предоставена изчерпателна информация по проекта „Белене”, на база на наличните в компанията документи. Предоставената информация включва:

* основни технически характеристики и параметри на АЕЦ с реакторна инсталация В-466 (проект на АЕЦ „Белене”), в т.ч. списък на основно оборудване и режими на работа.

Тази информация се използва за оценка на доставеното оборудване спрямо необходимото. Данните се използват и за формулиране на основните производствени и технологични параметри, необходими за разработване на финансов модел на проекта.

* резюме на техническия проект на АЕЦ „Белене“.

Тази информация може да се използва при необходимост от задълбочено изследване на специфични въпроси при финансово моделиране на работа при режим на работа на блоковете в широк диапазон на промяна на товара. Например, оценка на маневрените качества и режими на работа на база на Приложение 4 Тематичен отчет по анализа на готовността, което съдържа информация за експлоатацията на блок ВВЕР-1000 (В-320) и модел за оценка на недостиг на производството на електроенергия по извънпланово спиране или ограничаване на мощността.

* списък на ОДЦП в завършване (иск „3a” по арбитражното решение), което да бъде доставено на НЕК, и електронна таблица с Разходи за активи в процес на изграждане на АЕЦ „Белене”.

Тази информация е в основата за оценка на наличните активи по проекта Белене и анализ на дела им към общата прогнозна стойност по проекта, при различни допускания за развитието му, представена в т.3 по-нататък. Подлежащото на доставяне оборудване е представено на фиг. V.1.

Доставеното оборудване като интегрална част от целия ядрен блок е представено на фиг. V.1.

Становище на АЯР по статуса на проекта „Белене”

В писмо от страна на АЯР е направено детайлно изложение по фактологията и лицензионния статус на проекта „Белене”. Изброени са решенията на Министерски съвет за иницииране на проекта и за неговото спиране.

Отбелязана е процедурата по нотификация на ЕК, във връзка с Договора за Евратом. Изброени са издадените разрешения от страна на АЯР за проекта „Белене”. Специално внимание е отделено на процедурата по одобрение на техническия проект, инициирана след заявление от 2008 г. В писмото си АЯР изразява становище, че издадените досега разрешения и одобрения са валидни и не трябва да се преиздават.

Според писмото, лицензионната процедура би трябвало да продължи от етапа на одобрение на техническия проект, при възобновяване на работите по проекта „Белене”. Важно е да се отбележи, че е обърнато внимание на необходимостта от актуализация на техническия проект, която ще позволи както да се отчетат резултатите от прегледа и оценката на документите от АЯР, така и да се направи оценка на проекта от гледна точка на действащите изисквания за ядрена безопасност и други.

В писмото на АЯР не се посочва за издадено разрешение за строителство от АЯР, което означава, че такова предстои да бъде издавано. Трябва да се има предвид обаче, че заявление за издаване на разрешение за строителство на ядреното съоръжения може да бъде подадено само ако вече са одобрени както избраната площадка, така и изготвения технически проект.

Посочената информация се използва за оценка на проектната готовност и оценка на графика за реализация на проекта, след решение за неговото подновяване.

Фигура V.1. Схема на доставеното оборудване като част от ядрения блок

Други данни за статуса на проекта „Белене”

*Процедура по ОВОС*

Важен аспект от оценката е наличието на одобрен ОВОС за проекта „Белене” на площадка „Белене“. През 2004 г. МОСВ е издало решение за одобрение на доклада по ОВОС.

Във връзка с поставен въпрос в Народното събрание, през 2016 г. министърът на ОСВ посочва, че е извършена проверка на място от РИОСВ и е установено, че на обекта са започнали строителни работи по проекта и следователно решението по ОВОС е в сила.

*Процедура по ЗУТ*

От анализа на техническата документация по ЗУТ е видно, че за обекта има издадени разрешения и са започнали строителни работи, но поради спецификата на издадено разрешение на база на идеен проект, както и поради липса на одобрен технически проект от АЯР, се предвижда процедура по преиздаване на техническия проект и одобрението му по смисъла на ЗУТ.

В тази връзка може да се посочи, че в графика за изпълнение на задачи на архитект-инженера, в периода на активности по проекта (2009 г.), има предвидена дейност „Представяне на искане до МРРБ за окончателно одобрение на разрешение за строителство“, която следва дейността издаване на разрешение за строителство от АЯР.

*Арбитражно дело ICC Case 18086/GZ/MHM*

Решението по посоченото арбитражно дело е претенциите на АСЕ да бъдат удовлетворени по отношение основно за Искове 1 (Неплатени фактури), 2 (Изпълнени, но неприети ключови събития), 3 (Работи, изпълнявани към момента на прекратяване на договора, в т.ч. ОДЦП и СМР) и част от Иск 6 (Пропуснати ползи от незавършени работи). Трябва да се отчете, че делото обхваща основно изработката на поръчаното оборудване и техническия проект, и в незначителна степен въпросите, свързани с площадката, граничната инфраструктура и специфичните изисквания на нормативната база за организация на ядрен проект.

Изводи за текущото състояние на елементите на проекта „Белене”

След направения преглед може да се заключи следното по отношение на основните елементи на проекта:

* налични оборудване и компоненти – изработено и доставено основно оборудване за I-ви контур (два комплекта);
* състояние на площадката – извършени разрушителни работи за отстраняване на ненужни конструкции, предадени от НЕК ЕАД на ЗАО АСЕ обекти на площадката на АЕЦ „Белене” и започнати строителни работи на спомагателни обекти;
* ниво на проектна готовност – изготвен технически проект и предаден за одобрение от АЯР, изготвени препоръки за корекции;
* издадени решения и разрешения по проекта – валидни решения и разрешения по смисъла на ЗБИЯЕ, ЗОСВ и ЗУТ;
* организационна структура за управление на проекта – липсва специализирана структура, която да е заета с проекта.

Логическата последователност на работите при евентуално подновяване на проекта „Белене”трябва да започне от актуализация на проекта с оглед на изискванията на АЯР, но и новите изисквания на Еврокод. Актуализацията на проекта може да стане след сключване на нов договор със ЗАО Атомстройекспорт или друг приемник от групата компании на Росатом, и съответна мобилизация на екип по проекта.

Необходими са и усилия за мобилизация на екипи на Възложителя, екипите, осигуряващи инженерна поддръжка и независим строителен надзор.

## *Поддейност V.1.2. Настоящ енергиен баланс на ниво система/предприятие и прогнози за производство, вътрешно потребление и износ/внос, с цел преценка на необходимостта от изграждане на нова ядрена мощност АЕЦ „Белене“*

Тези въпроси са разгледани детайлно в докладите по Дейности II и III. Тук е дадено много кротко резюме от гледна точка на използваната от тези дейности информация в Поддейност V.2. В рамките на Дейност II се обсъжда потенциала на съществуващите у нас електрогенериращи мощности да задоволяват вътрешното търсене и евентуално да продължат да осигуряват електрическа енергия за износ. В следствие на анализа на хоризонта на работа на съществуващите мощности се прави оценка за необходимостта от нови мощности за задоволяване на вътрешното потребление.

Този анализ съдържа оценка на техническия ресурс на основните производствени централи и анализ на диспечирането на мощностите за задоволяване на профила на търсенето. В резултат на анализите и прогнозите са обсъдени три сценария за участие на сега работещите електрогенериращи мощности за задоволяване на вътрешното потребление с хоризонт 2040 година.

За съпоставяне на икономическите показатели на основните групи централи са развити прогнози за изменение на производствените разходи, като са отчитани варианти за изменение на основни ценообразуващи фактори. Този подход „отдолу-нагоре“ позволява да се определи виртуална производствена цена на местния микс от мощности, която се съпоставя с прогнозата за борсовата цена, разработена в Дейност III, която следва обратния подход „отгоре-надолу“.

В рамките на Дейност III се прави цялостен и задълбочен анализ на развитието и прогнозите на пазарите на електрическа енергия на страните, формиращи регион за износ на електроенергия от България. Съставен е модел за прогнозиране на борсовите цени на електрическа енергия.

Основната цел е да се направи прогноза за потенциала за износ/внос на електрическа енергия в региона за периода до 2040 г., както и прогноза за дефицити/излишъци на генериращи мощности в държавите от очертания регион и на тази основа да се оценят дефицитите от електрическа енергия.

Също така е разработена прогноза за развитие на борсовите цени в България в средно- и дългосрочен хоризонт.

По отношение на оценката за необходимостта от изграждане на нова ядрена мощност - АЕЦ „Белене“, следните изводи и резултати от дейности II и III представляват важна входна информация:

* От проведените системни анализи в два от сценариите е формулирано заключение, че за задоволяване на вътрешното търсене наличните централи са достатъчни. При отделните прогнози за крайно електропотребление към 2030 г. от кондензационни ТЕЦ се ползва от 1350 до 1750 MW бруто инсталирана мощност, които осигуряват съответно от 5.7 до 8 TWh електроенергия за пазара. Неизползваните капацитети за вътрешен пазар следва да предоставят електрическа енергия за износ, за да се постигнат конкурентни икономически показатели от централите на лигнитни въглища.
* При песимистичния сценарий за развитие на производствените мощности към 2030 г. вътрешното търсене не се задоволява изцяло и се налага внос или изграждане на нови мощности. При референтния сценарий тази нужда възниква след 2035 година. При сценариите с недостиг нуждата от нови мощности е основно за маневрени централи със следните възможности:
* изменение на натоварването в денонощен и сезонен разрез;
* предоставяне на допълнителни услуги (резерви) на оператора на преносната мрежа за гарантиране сигурната работа на ЕЕС.

Базова мощност с капацитети до 500 MW може да се интегрира за вътрешен пазар, но при наличие на сезонна зависимост от търсенето.

В Tаблица V.1 са показани резултатите от прогнозиране на производствени цени при подхода „отдолу-нагоре“, които показват, че основните ни производствени мощности запазват своята конкурентност във времето, но работата на ТЕЦ на лигнитни въглища ще зависи все по-силно от външни фактори, което определя широк диапазон на прогноза за производствена себестойност.

Таблица V.1. Прогнози за производствените разходи по групи централи на българския пазар, лева за MWh

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Година | Енергийни източници | | | | | | | | |
| Вятърна | Водна | Слънчева | Биомаса и газ | Ко-генерации | АЕЦ Козлодуй | ТЕЦ лигнити и, мин. | ТЕЦ лигнити и, макс | Ср. цена за микс |
| 2016 | 185 | 89 | 430 | 336 | 145 | 57 | 80 | 101 | 111 |
| 2020 | 185 | 92 | 430 | 350 | 148 | 58 | 85 | 112 | 113 |
| 2025 | 178 | 96 | 430 | 314 | 156 | 64 | 95 | 128 | 115 |
| 2030 | 155 | 107 | 295 | 291 | 167 | 80 | 105 | 147 | 123 |
| 2035 | 140 | 113 | 131 | 256 | 177 | 101 | 110 | 159 | 124 |
| 2040 | 142 | 125 | 142 | 180 | 188 | 125 | 120 | 167 | 139 |

Източник: Резултати от Дейност II.

Борсовите цени в региона постепенно конвергират с развитието на либерализирания пазар, като следват общата тенденция на увеличение.

Оценките за наличие на дефицити/излишъци на генериращи мощности в региона показват, че с голяма вероятност ще се запази нуждата на редица страни да допълват електроенергийния си баланс с внос от други страни. На годишна база този дефицит към 2030 г. варира между 20 000 и 25 000 GWh.

В Таблица V.2 са показани резултатите от прогнозиране на борсовите цени в региона по подхода „отгоре-надолу“:

Таблица V.2. Прогнози за борсови цени на регионален пазар, евро за MWh

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Ценови сценарий | 2016 г. | 2020 г. | 2025 г. | 2030 г. | 2035 г. | 2040 г. |
| Среднопретеглена регионална цена само за България, Гърция, Румъния и Унгария | 38.60 | 58.12 | 63.71 | 67.61 | 73.44 | 77.43 |
| Сценарий 3 – Конвергенция само между страните на ЕС при ниска въглеродна интензивност |  | 57.51 | 62.47 | 66.07 | 71.39 | 75.12 |
| Сценарий 4 – Конвергенция само между страните на ЕС при висока въглеродна интензивност |  | 58.74 | 64.94 | 69.15 | 75.49 | 79.74 |
| Среднопретеглена регионална цена само за България, Гърция, Румъния, Унгария и частично за Сърбия и Турция | 39.66 | 59.13 | 65.07 | 68.93 | 74.70 | 78.48 |
| Сценарий 5 – Конвергенция между страните в ЕС и частична с Турция и Сърбия при ниска въглеродна интензивност |  | 58.51 | 63.83 | 67.40 | 72.67 | 76.19 |
| Сценарий 6 – Конвергенция между страните в ЕС и частична с Турция и Сърбия при ниска въглеродна интензивност |  | 59.75 | 66.31 | 70.46 | 76.74 | 80.77 |

Източник: Резултати от Дейност III.

Борсовата цена в България се очаква да варира в границите между 50 евро/MWh и 61 евро/MWh в края на 2020 г. до 57 евро/MWh и 71 евро/MWh през 2030 г.

В рамките на двата анализа се прави извода, че приходите от износ, чрез които се осигурява високо производството на електрическа енергия, са важни за българските производители, което ги прави зависими от външните пазари. Най-голям дял на износа в производството (експортно-ориентирано производство в икономиката) се наблюдава в България, Румъния и Сърбия, което очертава кръга на конкурентни производства.

В обобщение по отношение на пазарната позиция на АЕЦ Белене, с два блока от по 1000 MW, към 2030 г. може да се посочи:

* Нуждата на вътрешния пазар от нови мощности е ограничена и не кореспондира с характеристиките на АЕЦ Белене, като инсталирани мощности, режими на работа (натоварване) и възможност за предоставяне на допълнителни услуги на оператора на преносната мрежа за гарантиране сигурната работа на ЕЕС.
* Съществуващите централи на нашия пазар ще запазят конкурентните си предимства пред една нова ядрена мощност в хоризонта до 2040 г.
* Пазарната среда в региона ще позволява да се планират нови мощности, но прогнозираните ценови равнища, макар и по-високи от сегашните нива, няма да покриват разходите на една нова ядрена мощност с два блока от по 1000 MW.

## *Поддейност V.1.3. Международна, европейска и национална правно-регулаторна рамка по отношение изграждането на нова ядрена мощност*

### Основни документи, свързани с изграждането на нова ядрена мощност

Основните документи, свързани с изграждането на нова ядрена мощност представляват част от международно, европейско и национално законодателство.

Международните ангажименти са регламентирани в следните документи:

* Договор за неразпространение на ядреното оръжие (ДНЯО) (ратифициран с Указ № 668 на Президиума на Народното събрание от 10.07.1969 г. – ДВ, бр. 55 от 15.07.1969 г. Обн., ДВ, бр. 39 от 18.05.1971 г. В сила за България от 05.03.1970г.);
* Конвенция за ядрена безопасност (ратифицирана със закон, приет от 37-мо Народно събрание на 14.09.1995 г. – ДВ, бр. 86 от 1995 г. В сила за Република България от 24.10.1996 г. Издадена от Комитета за използване на атомната енергия за мирни цели, обн., ДВ, бр. 93 от 01.11.1996 г.);
* Конвенция за оперативно уведомяване при ядрена авария (ратифицирана с Указ № 3514 на Държавния съвет от 30.12.1987 г. – ДВ, бр. 2 от 08.01.1988 г. Издадена от Комитета за използване на атомната енергия за мирни цели, обн., ДВ, бр. 12 от 12.02.1988 г., в сила от 22.10.1986 г.);
* Конвенция за помощ в случай на ядрена авария или радиационна аварийна обстановка (ратифицирана с Указ № 3514 на Държавния съвет от 30.12.1986 г. – бр. 2 от 08.01.1988 г. Издадена от Комитета за използване на атомната енергия за мирни цели, обн., ДВ, бр. 13 от 16.02.1988 г., в сила от 26.02.1987 г.);
* Единна конвенция за безопасност при управление на отработено ядрено гориво и безопасност при управление на радиоактивни отпадъци (ратифицирана със закон, приет от 38-мо Народно събрание на 10.05.2000 г. – ДВ, бр. 42 от 23.05.2000 г. Издадена от Комитета за използване на атомната енергия за мирни цели, обн., ДВ, бр. 63 от 17.07.2001 г., в сила от 18.06.2001 г.);
* Конвенция за физическа защита на ядрения материал(ратифицирана с Указ № 341 на Държавния съвет от 03.02.1984 г. – ДВ, бр. 12 10.02.1984 г. Издадена от Комитета за използване на атомната енергия за мирни цели, обн., ДВ, бр. 44 от 09.06.1987 г., в сила от 08.02.1987 г.);
* Виенска Конвенция за гражданска отговорност при ядрена вреда (ратифицирана със закон от Народното събрание, приет на 27.07.1994 г. – ДВ, бр. 64 от 09.08.1994 г. В сила за Република България от 24.11.1994 г. Издадена от Комитета за използване на атомната енергия за мирни цели при Министерския съвет, обн., ДВ, бр. 76 от 20.09.1994 г., попр., бр. 91 от 04.11.1994 г.).

Европейското законодателство е регламентирано в следните актове:

* Договор за функционирането на Европейския съюз (ДФЕС) (консолидиран текст OB C 202 (2016));
* Договор за създаване на европейска общност по атомна енергия (Договор Евратом) (OB C 203 (2016));
* Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13.07.2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО (OB L 211, 14.08.2009г.);
* Регламент (ЕС) № 256/2014 на Европейския парламент и на Съвета от 26.02.2014 г. относно нотифицирането до Комисията на инвестиционните проекти в областта на енергийната инфраструктура в Европейския съюз, за замяна на Регламент (ЕС, Евратом) № 617/2010 и за отмяна на Регламент (ЕО) № 736/96 на Съвета (OB L 84, 20.03.2014г.);
* Регламент за изпълнение (ЕС) № 1113/2014 на Комисията от 16.10.2014 г. за установяване на формата и техническите подробности за нотификация, посочена в членове 3 и 5 от Регламент (ЕС) № 256/2014 на Европейския парламент и на Съвета, и за отмяна на Регламенти (ЕО) № 2386/96 и (ЕС, Евратом) № 833/2010 на Комисията (OB L 302, 22.10.2014г.);
* Регламент (Евратом) № 2587/1999 на Съвета от 02.12.1999 г. относно определянето на инвестиционните проекти, които следва да се съобщават на Комисията в съответствие с член 41 от Договора за създаване на Европейската общност за атомна енергия (OB L 315, 09.12.1999г.);
* Регламент (ЕО) № 1209/2000 на Комисията от 08.06.2000 г. относно определянето на процедурите за осъществяване на съобщенията, предвидени в член 41 от Договора за създаване на Европейската общност за атомна енергия (OB L 138, 09.06.2000г.);
* Директива 2011/70/Евратом на Съвета от 19.07.2011 г. за създаване на рамка на Общността за отговорно и безопасно управление на отработено гориво и радиоактивни отпадъци (OB L 199, 02.08.2011г.);
* Директива 2013/59/Евратом на Съвета от 05.12.2013 г. за определяне на основни норми на безопасност за защита срещу опасностите, произтичащи от излагане на йонизиращо лъчение и за отмяна на директиви 89/618/Евратом, 90/641/Евратом, 96/29/Евратом, 97/43/Евратом и 2003/122/Евратом (OB L 13, 17.01.2014г.);
* Директива 2014/87/Евратом на Съвета от 08.07.2014 г. за изменение на Директива 2009/71/Евратом за установяване на общностна рамка за ядрената безопасност на ядрените инсталации (OB L 219, 25.07.2014г.).

Националното законодателство в разглежданата област произтича от следните документи:

* Закон за енергетиката (Обн., ДВ, бр. 107 от 9.12.2003 г., изм. и доп. доп. ДВ. бр.51 от 27 Юни 2017г., изм. ДВ. бр.58 от 18 Юли 2017г.)
* Закон за устройство на територията (Обн., ДВ, бр. 1 от 2.02.2001 г., в сила от 31.03.2001 г., изм. и доп., бр.13 от 7.02.2017 г., изм. и доп. ДВ. бр.63 от 4 Август 2017г.)
* Закон за безопасно използване на ядрената енергия (Обн., ДВ, бр. 63 от 28.06.2002 г., изм. и доп., бр.14 от 14.02.2015 г. изм. ДВ. бр.58 от 18 Юли 2017г.)
* Наредба за реда за издаване на лицензии и разрешения за безопасно използване на ядрената енергия (приета с ПМС № 93 от 04.05.2004 г., изм. и доп., бр. 76 от 05.10.2012 г., бр. 4 от 15.01.2016 г.);
* Наредба за осигуряване на безопасността на ядрените централи (приета с ПМС № 245 от 21.09.2016 г., обн., ДВ, бр. 76 от 30.09.2016 г.);
* Наредба за реда за установяване, събиране, разходване и контрол на средствата и за размера на дължимите вноски във фонд „Извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения” (Приета с ПМС № 300 от 17.12.2003 г., обн., ДВ, бр. 112 от 23.12.2003 г., в сила от 01.01.2004 г., изм., бр. 3 от 10.01.2017 г.);
* Наредба за осигуряване безопасността при управление на отработено ядрено гориво (Приета с ПМС № 196 от 02.08.2004 г., обн., ДВ, бр. 71 от 13.08.2004 г., изм. и доп., бр. 76 от 30.08.2013 г.);
* Наредба за безопасност при управление на радиоактивните отпадъци (Приета с ПМС № 185 от 23.08.2013 г., обн., ДВ, бр. 76 от 30.08.2013 г.);
* Наредба за реда за установяване, събиране, разходване и контрол на средствата и за размера на дължимите вноски във фонд „Радиоактивни отпадъци” (Приета с ПМС № 301 от 17.12.2003 г., обн., ДВ, бр. 112 от 23.12.2003 г., в сила от 01.01.2004 г., изм. и доп., бр. 47 от 22.06.2012 г., бр. 3 от 10.01.2017 г.).

### Планиране. Решение за изграждане. Лицензионен режим

Процедурата, свързана с решението за изграждане на атомна централа се подчинява на поетите от Р България ангажименти в рамките на членството й в Европейския съюз и международните споразумения, съобразно процедура, която е подробно разписана в рамките на националното законодателство.

***Планиране***

Член 194 от ДФЕС съдържа целите на ЕС в областта на енергетиката – осигуряване функционирането на енергийния пазар; обезпечаване сигурността на енергийните доставки; насърчаване енергийната ефективност и спестяването на енергия, както и разработването на нови и възобновяеми енергийни източници; подпомагане взаимната свързаност на енергийните мрежи. Държавите-членки запазват правото си да определят условията за използване на енергийните си ресурси, да избират между различни енергийни източници и да определят общата структура на енергийното си снабдяване. Този избор може обаче да бъде засегнат от мерките, приети от Съюза в рамките на неговата политика за околната среда.

Договорът за създаване на европейска общност по атомна енергия (Договор Евратом) от своя страна съдържа разпоредби, свързани със стимулиране на инвестициите в развитието на ядрената енергетика. В практиката на Европейската комисия, тази цел е приета като цел от общ интерес. Член 2 от Договора Евратом предвижда, че ЕС улеснява инвестициите и осигурява, по-специално като насърчава начинанията на предприятията, създаването на основни съоръжения, необходими за развитието на ядрената енергетика. Освен това чл. 40 от договора предвижда с цел да се стимулира инициативата на лицата и предприятията и да се улесни координираното развитие на техните инвестиции в ядрената област Комисията периодично да публикува примерни програми, посочващи в частност целите пред производството на ядрена енергия и всички видове инвестиции, необходими за тяхното постигане.

На национално ниво Законът за енергетиката (ЗЕ) е основния документ, който урежда организацията на енергийния сектор, както и планирането и процедурата за изграждане на нови мощности. Съгласно чл. 3 от ЗЕ, Народното събрание, по предложение на Министерския съвет, приема Енергийна стратегия на Република България, с която се определят основните цели, етапи, средства и методи за развитие на енергетиката. Министерският съвет ръководи енергетиката на страната в съответствие с приетата от Народното събрание Енергийна стратегия, която трябва да съдържа и принципната позиция относно развитието на ядрени проекти и изграждането на нови мощности.

Министърът на енергетиката определя необходимите нови мощности за производство на електрическа енергия, като обнародва описа на необходимите нови мощности в „Държавен вестник” (Чл. 4, ал. 2, т. 5 от Закона за енергетиката). Министърът определя необходимостта от нови мощности в интерес на сигурността на снабдяването с електрическа енергия, за изпълнение на задълженията за дял на енергията от възобновяеми източници в брутното крайно потребление на енергия, както и в интерес на опазването на околната среда и насърчаването на нови технологии, когато посредством пазарните механизми за инвестиции тези цели не могат да бъдат осигурени, въз основа на:

1. общите прогнозни енергийни баланси;
2. задължителните показатели за степента на надеждност на снабдяването с електрическа енергия;
3. десетгодишния план за развитие на електропреносната мрежа;
4. докладите по чл. 13 от Закона за енергията от възобновяеми източници за изпълнение на Националния план за действие за енергията от възобновяеми източници.

Правото на ЕС оставя свобода на избор на енергийния микс на своите държави-членки, като развитието на атомната енергия има особен статут, а именно цел от общ интерес. Разбира се, тази свобода на избор търпи и своите ограничения, доколкото политиката за борба срещу изменението на климата въвежда съответните ограничения и задължения за дял от енергийния микс на определение видове производства (например енергия от възобновяеми източници, които не могат да бъдат алтернатива на базовите мощности). Тези ограничения и задължения намират отражение върху плановете за изграждане на ядрени мощности.

***Решение за изграждане***

Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13.07.2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО (наричана по-долу „Директивата за електроенергията“) въвежда общи правила за производството, преноса, разпределението и доставката на електрическа енергия. Член 7 от Директивата за електроенергията установява разрешителна процедура за нови мощности (в т.ч. ядрени). Текстът предвижда задължение за държавите-членки да приемат разрешителна процедура за изграждане на нови производствени мощности, която се провежда в съответствие с обективни, прозрачни и недискриминационни критерии.

Член 8 от Директивата предвижда възможност и за обявяване на търгове за нови мощности, но по изключение, в случай че не бъде изградена достатъчна електропроизводствена мощност въз основа на разрешителна процедура. Тези процедури може да се предприемат само когато въз основа на разрешителната процедура производствената мощност, която се изгражда, или мерките за енергийна ефективност/управление на търсенето, които се вземат, не са достатъчни за гарантиране на сигурността на доставките.

Националното законодателство следва логиката и отразява принципите на Директивата за електроенергията. Съгласно Закона за енергетиката, принципният ред за осъществяване на дейностите по производство и търговия с електрическа енергия е разрешителен, като за осъществяването им е необходимо издаването на лицензия от секторния регулатор Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР).

Законът за енергетиката е предвидил и механизъм, съгласно който изграждането на определена мощност може да се възложи на инвеститор от държавата само по изключение. Член 46 от Закона за енергетиката въвежда чл. 8 от Директива 2009/72. Разпоредбата сочи, че конкурс за необходима мощност за производство на електрическа енергия се провежда само в случаите по чл. 4, ал. 2, т. 5 за изграждане на нова или за предоставяне на съществуваща мощност, а именно невъзможност за осигуряване на необходимите инвестиции посредством пазарните механизми. Спечелилият конкурса участник се определя за титуляр на лицензията, съдържаща задължение за изграждане, в случаите на изграждане на нова мощност. Същият член предвижда задължение за сключване на договор за изкупуване на произведената от тази мощност електрическа енергия с обществения доставчик. Конкурсът за изграждане на нова мощност се провежда от Комисията за енергийно и водно регулиране, съгласно реда, определен в Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, издадена от председателя на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, обн., ДВ, бр. 33 от 05.04.2013 г.

С оглед на изложеното дотук, както европейското, така и националното законодателство предвижда провеждането на конкурси за изграждане на нови мощности единствено на база невъзможност за осигуряване на сигурността на снабдяването, целите за достигане на определения дял енергия от възобновяеми енергийни източници и др., посочени в съответната уредба.

Изграждането на ядрена мощност следва специфична процедура, която е залегнала в Закона за безопасното използване на ядрената енергия (ЗБИЯЕ). Тя започва с вземането на решение за изграждане от страна на Министерския съвет по предложение на министъра на енергетиката (Чл. 45 от ЗБИЯЕ). Предложението е придружено от оценка на:

1. ядрената безопасност и радиационната защита, въздействието върху околната среда и физическата защита;
2. социално-икономическото значение от изграждането на ядрена централа за страната или за отделни региони;
3. радиоактивните отпадъци и отработеното ядрено гориво, които се получават в резултат от дейността на ядрена централа, и тяхното управление;
4. резултатите от обсъждането на предложението за изграждане на ядрена централа, в което участват държавни органи и органи на местното самоуправление, представители на обществените организации и заинтересувани физически и юридически лица (което Министърът е длъжен да проведе).

Доколкото предмет на настоящия анализ е конкретен проект, а именно Проектът за изграждането на ядрена централа АЕЦ „Белене“ (който не е нов), трябва да бъдат коментирани конкретни аспекти, свързани с този проект.

За проекта неколкократно са издавани Решения на Министерския съвет. Предмет на анализ ще бъдат решенията, касаещи проекта, с които е даден неговия старт.

С решение по т. 57 от протокол № 17 от заседанието на МС от 2004 г., се одобрява доклад от министъра на енергетиката и енергийните ресурси, който обобщава предприетите действия от Министерство на енергетиката и енергийните ресурси и Националната електрическа компания в изпълнение на Решението № 853 от 20.12.2002 г. на Министерски съвет (с което е отменено решение № 288 на МС от 1991 г.); се възлага на министъра на енергетиката и енергийните ресурси да предприеме необходимите действия по Закона за безопасно използване на ядрената енергия, Закона за енергетиката и свързаните с тях подзаконови нормативни актове, необходими във връзка с реализирането на проекта и в едномесечен срок да представи на Министерския съвет процедура и критерии за провеждането на преговорите и подготовката на договорите за финансиране и изграждане на “АЕЦ Белене”. Заместник министър-председателят и министър на икономиката, министърът на енергетиката и енергийните ресурси и министърът на финансите са натоварени със задачата да проведат преговори със заявилите инвестиционен интерес и с финансови институции за подписване на договори за изпълнение на проекта.

С решение на МС № 259 от 2005 г. от 08.04.2005 г. обектът „Ядрена централа на площадка „Белене” е определен за обект с национално значение. С решение на МС № 260 от същата дата е одобрено предложението на министъра на енергетиката и енергийните ресурси за изграждане на ядрена централа на площадка „Белене” и се дава съгласие за изграждане на ядрена централа на площадка „Белене” с максимална инсталирана електрическа мощност 2000 МWе на базата на еволюционен проект с използване на апробирани технически решения с реактор с вода под налягане. Възложено е също на министъра на енергетиката и енергийните ресурси да подготви и представи за одобряване от Министерския съвет доклад относно правно-организационната форма за обособяване на дружество за развитие на проекта АЕЦ „Белене”.

С тези три решения Министерският съвет стартира проекта. Но на 29.03.2012 г. Министерският съвет на РБългария приема решение, с което се отменят всички предишни решения, свързани с изграждането на ядрена централа АЕЦ „Белене”. Същото решение с подкрепено и с Решение от 29.03.2012 г. на 41-то Народно събрание, с което НС „подкрепя действията“ на МС за прекратяване на изграждането на Ядрена централа на площадка „Белене“. Трябва да се отбележи, че такова решение не оказва влияние върху статуса на проекта, доколкото на НС не са предоставени такива компетенции от нормативната уредба.

На 11.04.2012 г. Министерският съвет приема решение, с което е дадено принципно съгласие за изграждане на нова ядрена мощност в региона на АЕЦ „Козлодуй”. Приемането на посочените решения на практика означава, че изпълнителната власт се е отказала от поемането на последващи ангажименти за изграждане на АЕЦ „Белене”, което при всички случаи засяга по-нататъшното развитие на лицензионната процедура за изграждане на АЕЦ „Белене”.

Изграждането на атомна централа чрез продължаване на проекта не би било възможно без нова санкция на Министерския съвет, доколкото към момента решенията, оторизиращи изграждане на АЕЦ „Белене“, са отменени и проектът е прекратен. Следователно е необходимо Министерският съвет да приеме решение по реда на чл. 45 от ЗБИЯЕ, на база доклад на министъра на енергетиката, придружен от съответните изискуеми документи и предшестван от обществено обсъждане. Необходимостта от вземане на ново решение е потвърдена и в становище на АЯР, в отговор на запитване на Министерството на енергетика във връзка с настоящия проект.

***Издаване на лицензии и разрешителни***

Общият режим за издаване на лицензия за производство на електрическа енергия е уреден в Закона за енергетиката. Ядрена мощност може да започне реално да функционира, само ако е издадена по реда на Закона за енергетиката и е влязла в сила лицензия за производство на електрическа и/или топлинна енергия чрез използване на същото съоръжение. Прекратяването на тази лицензия автоматично прекратява действието на лицензията за експлоатация на ядрената централа.

Лицензия се издава по заявление на лица, които са регистрирани по Търговския закон, притежават технически и финансови възможности, материални и човешки ресурси и организационна структура за изпълнение на нормативните изисквания за осъществяване на дейността по лицензията; имат вещни права върху енергийните обекти, чрез които ще се осъществява дейността, ако те са изградени (с определени изключения) и представят доказателства, че енергийните обекти, чрез които ще се осъществява дейността по лицензията, отговарят на нормативните изисквания за безопасна експлоатация и за опазване на околната среда. Лицензията се издава за срок до 35 години, който може да бъде удължен.

Цялостният режим на лицензиране на нова ядрена мощност е уреден в Закона за безопасно използване на ядрената енергия.

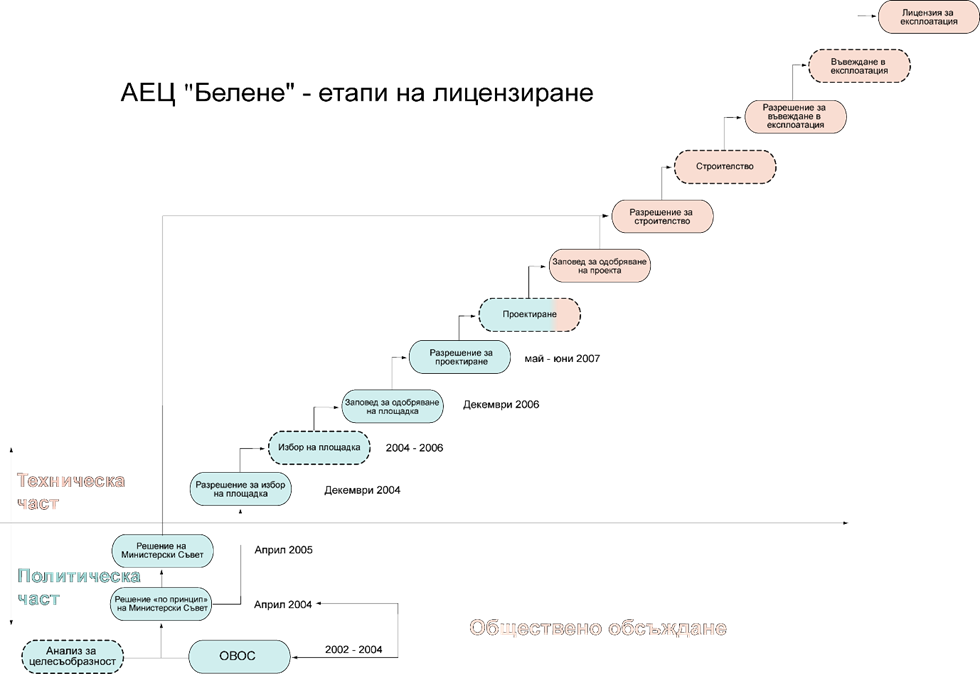
Ядрената енергия и източниците на йонизиращи лъчения могат да се използват от физически или юридически лица само след получаване на разрешение и/или лицензия за безопасното осъществяване на съответната дейност. Съгласно чл. 33-35 от ЗБИЯЕ, процедурата по лицензиране на нова ядрена мощност включва издаването от председателя на АЯР на следните индивидуални административни актове, чрез които се контролира спазването на изискванията за безопасност на ядреното съоръжение:

* разрешение за определяне на местоположението на ядрено съоръжение (избор на площадка);
* заповед за одобряване на избраната площадка;
* разрешение за проектиране;
* заповед за одобряване на техническия проект;
* разрешение за строителство;
* разрешение за въвеждане в експлоатация (след издаване на разрешение за ползване на обекта по Закона за устройство на територията);
* лицензия за експлоатация.

Административните актове, свързани с лицензирането на ядрена централа, се издават въз основа на преценка, че заявителят притежава финансови, технически, материални ресурси и кадрови потенциал за осъществяването на дейността, че е създадена подходяща организация за осъществяването на дейността, както и въз основа на преценка, че са изпълнени изискванията на предходно издадените в хода на лицензионната процедура актове. Лицензиите и разрешенията се издават, изменят, подновяват, прекратяват и отнемат от председателя на АЯР. Лицензиите се издават за срок до 10 (десет) години. Разрешенията се издават за срок, определен съобразно вида на извършваната дейност. Процедурата, която се прилага при издаването на актовете на председателя на АЯР, се определя с Наредба за реда за издаване на лицензии и разрешения за безопасно използване на ядрената енергия (Наредба за лицензиране).

Лицензионната дейност по проекта е на етап одобрение на технически проект, като е получено становище на Агенцията за ядрено регулиране, което потвърждава валидността на издадените до момента разрешения и е отчетена евентуална необходимост от преразглеждане на техническия проект във връзка с нови изисквания по отношение на ядрената безопасност. При възобновяване на проекта, процедурата може да бъде продължена, като се приложи процедурата по чл. 21а, ал 1 от ЗБИЯЕ чрез прехвърляне на издадените разрешителни.

Фигура V.2. Етапи на лицензиране на изграждането на АЕЦ „Белене“



Източник: АЯР.

ЗБИЯЕ дава възможност за прехвърляне на лицензия/разрешение. При преобразуване на юридическо лице – титуляр на лицензия или разрешение, чрез вливане, сливане, разделяне, отделяне, отделяне на еднолично търговско дружество, промяна на правната форма, при прехвърляне на търговско предприятие или при непарична вноска в капитала на друго дружество на имущество – обект на лицензии или разрешения по този закон, издадената лицензия или разрешение могат да бъдат изменени въз основа на предварително искане, подадено от лицето, приело решение за преобразуването или от страните по сделката по прехвърлянето на търговското предприятие или за извършване на непаричната вноска.

Търговското дружество – титуляр на разрешение или на лицензия по ЗБИЯЕ, което възнамерява да извърши преобразуване чрез вливане, сливане, разделяне, отделяне, отделяне на еднолично търговско дружество, промяна на правната форма, прехвърляне на търговското предприятие или непарична вноска в капитала на друго дружество на имущество – обект на лицензии или разрешения, както и намаляване или увеличаване на капитала, е длъжно предварително да уведоми за това председателя на АЯР и да представи оценка за значението на тези действия за ядрената безопасност и радиационната защита.

Процедурата за прехвърляне на разрешения/лицензии е уредена в чл. 18-19 от Наредбата за лицензиране. Сроковете за произнасяне от страна на АЯР в случай на заявление за прехвърляне на разрешителните, издадени по Проекта за изграждане на АЕЦ „Белене“, са три месеца. Като в случай на положително становище, лицензионната дейност може да бъде продължена от приобретателя.

Сделки на разпореждане с ядрени съоръжения, които са в процес на въвеждане в експлоатация, въведени са в експлоатация или се експлоатират, могат да се извършват след получаване на разрешение от страна на председателя на АЯР. Същото е валидно и по отношение на разрешение за сделка на разпореждане относно незавършен обект – ядрено съоръжение, за което има издадено разрешение за строителство, ако приобретателят по сделката притежава лицензия за експлоатация на друго ядрено съоръжение (чл. 63 от Наредбата за лицензиране).

Издаването на разрешение за разпореждане с ядрено съоръжение не би било необходимо при разпореждане с активите по проекта зa изграждане на АЕЦ „Белене“. Не е налице обект, който да е в процес на въвеждане в експлоатация, въведен в експлоатация или да се експлоатира, нито е налице ядрено съоръжение, за което има издадено разрешение за строителство. По отношение на проекта АЕЦ „Белене“ са изпълнени следните стъпки от лицензионната процедура:

* издадено разрешение за избор на площадка, декември 2004 г.;
* издадена заповед за одобряване на площадка „Белене“, декември 2006 г.;
* издадени разрешения за проектиране на 1 и 2 блок на АЕЦ „Белене“;
* подадено заявление за одобряване на техническия проект, април 2008 г.

В съответствие с подаденото заявление от април 2008 г., АЯР е стартирала процедура за преглед и оценка по същество на техническия проект. Към началото на 2012 г. оценката на техническия проект е завършена (Писмо на АЯР до Министъра на енергетиката от 18.05.2017 г.).

С оглед на посоченото дотук, в случай на възобновяване на проекта по съответния ред, лицензионното производство пред АЯР може да продължи от последния етап, до който е стигнало – оценка на техническия проект, след привеждане в съответствие с относими промени в действащото законодателство. Процедура може да бъде продължена в хипотезата на прехвърляне на съответните издадени разрешителни от страна на НЕК по описания ред. Не би било необходимо специално разрешение за извършване на сделка с ядрено съоръжение, доколкото не е налице обект, който се експлоатира, е въведен в експлоатация или е в процес на въвеждане в експлоатация.

### Нотификации

Освен специфичните изисквания, свързани с изграждането и експлоатацията на ядрени съоръжения по реда на Договора Евратом, Република България е задължена да предоставя определен обем информация на органите на ЕК, в т.ч. по отношение на енергийни инвестиционни проекти, касаещи обозрими промени в производството, преноса и капацитетите за съхраняване на енергия и за проектите в различните сектори на енергетиката, във връзка с изграждането на функциониращ вътрешен енергиен пазар.

Процедурни изисквания съгласно чл. 41-44 от Договора за създаване на Европейската общност за атомна енергия.

Съгласно чл. 41 и 42 от Договора Евратом, предприятията са длъжни да съобщават инвестиционните си проекти за енергийна инфраструктура. Необходимо е тази информация да бъде допълнена, по-специално с периодично докладване относно изпълнението на инвестиционните проекти. Лицата и предприятията са длъжни да съобщят на Комисията инвестиционните проекти, отнасящи се до нови съоръжения, както и замените или преобразуванията, не по-късно от три месеца преди сключването на първите договори с доставчиците, или, ако работата се осъществява от предприятието с негови собствени средства – три месеца преди началото на работата. Комисията обсъжда с лицата или предприятията всички аспекти на инвестиционните проекти и съобщава становището си на заинтересованата държава-членка (чл.43 от Договора Евратом).

Съобщението на Комисията до европейския парламент и Съвета относно използването на финансовите ресурси, определени за извеждане от експлоатация на ядрени инсталации, отработено гориво и радиоактивни отпадъци, съдържа препоръки във връзка с представянето, в рамките на процедурата по чл.41 от Договора Евратом, на подробно разработена схема за финансиране на извеждането от експлоатация, която да е включена в законодателството.

В Регламент (ЕО) № 1209/2000 на Комисията от 08.06.2000 г. относно определянето на процедурите за осъществяване на съобщенията, предвидени в чл. 41 от Договора за създаване на Европейската общност за атомна енергия, е определена информацията, която трябва да се съобщава за всеки вид инвестиционен проект, и е даден образец на формуляр за тази цел.

*Процедурни изисквания във връзка с инвестиционни проекти в енергийна инфраструктура*

Регламент (ЕС) № 256/2014 на Европейския парламент и на Съвета от 26.02.2014 г. относно нотифицирането до Комисията на инвестиционните проекти в областта на енергийната инфраструктура в Европейския съюз, въвежда обща нормативна уредба за нотификация до Комисията на данни и информация за инвестиционни проекти за енергийна инфраструктура в секторите на течните горива, природния газ, въглищата, електроенергията, включително електроенергията от възобновяеми източници, електроенергията от въглища и лигнит, комбинираното производство на електроенергия и полезна топлоенергия, както и за инвестиционните проекти за производство на биогорива и за улавяне, пренос и съхранение на въглероден диоксид, генериран в тези сектори. Той се прилага за инвестиционните проекти, които са с вече започнали дейности по изграждане или извеждане от експлоатация, или за които е взето окончателно инвестиционно решение. Регламент за изпълнение (ЕС) № 1113/2014 на Комисията от 16.10.2014 г. за установяване на формата и техническите подробности за нотификация, посочена в чл. 3 и 5 от Регламент (ЕС) № 256/2014 на Европейския парламент и на Съвета, и за отмяна на Регламенти (ЕО) № 2386/96 и (ЕС, Евратом) № 833/2010 на Комисията, определя формата и техническите подробности за нотификацията до Комисията на данни и информация относно инвестиционните проекти в областта на енергийната инфраструктура. Приложение Е1 „Производство на електроенергия“ съдържа образец относно формата за подаване на информация по отношение на проекти за изграждане на атомни електроцентрали с мощност, равна или по-голяма от 100 MW.

С оглед на казаното дотук, при възобновяване на проекта за изграждане на ядрена централа АЕЦ „Белене“ ЕК трябва да бъде уведомена по реда на изброените механизми. От гледна точка на ЕК, проектът е прекратен, въпреки полученото одобрение съгласно Договора за Евратом от страна на Европейската комисия в становище C (2007) 5860 от 07.12.2007 г.

### Осигуряване безопасността на ядрените централи

Директива 2014/87/Евратомна Съвета от 08.07.2014 г. за изменение на Директива 2009/71/Евратом за установяване на общностна рамка за ядрената безопасност на ядрените инсталации налага на държавите-членки задължения за създаване и поддържане на национална рамка за ядрена безопасност. Тази директива отразява разпоредбите на основните международни инструменти в областта на ядрената безопасност, а именно Конвенцията за ядрена безопасност, както и Основите за безопасност (Safety Fundamentals), установени от Международната агенция за атомна енергия (IAEA).

Тя въвежда обща за ЕС цел за ядрена безопасност, която подчертава предотвратяването на аварии и избягването на значителни радиоактивни изхвърляния. Създава Европейска система за периодични тематични партньорски проверки – механизъм за сътрудничество и координация между държавите-членки на ЕС с цел изграждане на доверие, развитие и обмяна на опит и осигуряване на общо прилагане на високи стандарти за ядрена безопасност. Въвежда повишени изисквания по отношение на прозрачността по въпросите на ядрената безопасност (задължения за информиране и сътрудничество и участие на обществеността), осигуряване на редовни преоценки на безопасността на ядрените инсталации и подобряване на готовността за управление на аварии, както и за насърчаване на културата на ядрена безопасност на работното място. Директива 2014/87/Евратомна Съвета е транспонирана в националното законодателство чрез Наредбата за осигуряване безопасността на ядрените централи, приета с Постановление № 245 от 21.09.2016 г. на Министерския съвет. С новата Наредба е осигурено съответствие с най-новите изисквания на IAEA, WENRA (Updated Reference Levels for existing NPP, WENRA, 2014 г; Safety of New NPP Designs, Study by Reactor Harmonization Working Group RHWG, March 2013) и документите на Европейския съюз (Директива 2014/87/ Евратом на Съвета от 08.07.2014 г.) в областта на безопасността на ядрените централи.

Документът предвижда повишаване на ролята на регулаторния орган.Установяването на система за партньорски проверки, периодичните самооценки и насърчаването на културата за безопасност са важни и съществени промени в Директивата за ядрена безопасност, но те нямат директно отношение към решението за изграждане на нова ядрена мощност.

Без съмнение, ключов момент в новата Директива е новата цел за безопасност и начинът, по който тази цел е постигната с проекта на нова АЕЦ. В съответствие с Чл. 8(а) тази цел трябва да се прилага за ядрени инсталации, чиято лицензия (разрешение) за строителство е издадена за първи път след 14.08.2014 г. В конкретния случай това означава, че новата ядрена мощност в България трябва да отговаря на целта по безопасност, поставена в Директива 2014/87/.

Въпросът за новата цел по безопасност ще бъде основен в дискусиите с Европейската комисия в случай, че се наложи нова нотификация по чл. 41-44 от Евратом.

Предотвратяването на аварии и избягването на значителни радиоактивни изхвърляния, което е в основата на новата цел за безопасност, са били обект на оценка (видно от интернет страницата на АЯР) по време на извършения преглед на техническия проект. Тези въпроси са обсъдени и в Доклада за допълнителна оценка на безопасността „стрес тестове“ за АЕЦ „Белене” и в доклада от експертната мисия на IAEA в края на 2011 г.

Независимо от извършените експертизи и оценки на техническия проект на АЕЦ „Белене”, извършени в периода 2008-2012 г., евентуално възобновяване на дейностите по този проект ще изисква допълнителна оценка за съответствие на проекта с Наредбата за осигуряване на безопасността на ядрените централи, приета с ПМС № 245 от 21.09.2016 г. Крайното решение по този въпрос е от компетенциите на Агенцията за ядрено регулиране.

### Отговорност за ядрена вреда

Виенската конвенция за гражданска отговорност за ядрена вреда, ратифицирана със закон от Народното събрание, приет на 27.07.1994 г., е основният документ, който регламентира задълженията на и отговорностите при възникване на подобно събитие по отношение на страните, които са я ратифицирали (в т.ч. Република България). Дванадесет от държавите-членки на Съюза, а именно Белгия, Германия, Гърция, Испания, Франция, Италия, Нидерландия, Португалия, Словения, Финландия, Швеция и Обединеното кралство са договарящи се страни по Парижката конвенция от 29 юли 1960 г. за отговорността на трети страни в областта на ядрената енергетика, изменена с Допълнителния протокол от 28 януари 1964 г. и с Протокол от 16 ноември 1982 г.

Парижката конвенция въвежда режим за обезщетение на пострадалите от вреди, причинени от ядрени аварии, основан на принципи, сходни с тези на Виенската конвенция. Протоколът от 12 февруари 2004 г. за изменение на Парижката конвенция осигурява по-добро обезщетение за вреди, причинени от ядрени аварии. Съгласно нейните разпоредби, експлоатиращият ядрената инсталация е отговорен за ядрена вреда, за която се докаже, че е била причинена от ядрена авария в неговата ядрена инсталация; или свързана с ядрен материал, идващ от или произведен в неговата ядрена инсталация. Отговорността на експлоатиращия е абсолютна. Тя може да бъде ограничена от държавата, в която се намира инсталацията, до сума, не по-малка от 5 млн. щатски долара за всяка една ядрена авария. Експлоатиращият е задължен да поддържа застраховка или друга финансова гаранция, покриваща неговата отговорност за ядрена вреда. Държавата, в която се намира инсталацията, от своя страна осигурява изплащането на уважени искове за обезщетение за ядрена вреда срещу експлоатиращия, като осигурява необходимите средства в такъв размер, в какъвто размерът на застраховката или друга финансова гаранция е недостатъчен за обезщетяване на такива искове, но не повече от максималния размер на отговорността, ако такъв е определен.ЗБИЯЕ препраща към разпоредбите на Виенската конвенция за гражданска отговорност за ядрена вреда. Министерският съвет определя лицето, което по смисъла на Виенската конвенция е експлоатиращ ядрената инсталация, и вида и условията на финансовата гаранция, покриваща отговорността за ядрена вреда на експлоатиращия (Чл. 129). Отговорността на експлоатиращия за вреда, причинена от всяка ядрена авария, е ограничена до 96 млн. лв., като експлоатиращият е длъжен да поддържа застраховка или друга финансова гаранция за периода на експлоатация на ядрената инсталация на тази стойност. Чл. 133 от ЗБИЯЕ въвежда и задължението за държавата да изплаща уважени искове срещу експлоатиращия за обезщетяване на ядрена вреда, когато застраховката е недостатъчна, до размера на границите на отговорността. Държавата е задължена и да обезщетява за вреда, която се дължи на ядрена авария, пряко причинена от тежко природно бедствие от изключителен характер, до границата на отговорността, посочена по-горе.

Предвидените в националния закон лимити са едни от най-ниските в Европа, тъй като страната не е ратифицирала и не е въвела актуалните документи, регламентиращи тази материя. През 1997 г. е прието изменение на Виенската конвенция, което Р България не е ратифицирала – Протокол от 12 септември 1997 г. за изменение на Виенската конвенция от 21 май 1963 г. за гражданска отговорност за ядрена вреда. Той е договорен с оглед осигуряване на по-добро обезщетение на пострадалите от вреди, причинени от ядрени аварии, чрез разширяване на териториалното покритие, видовете вреда, както и финансовите граници на отговорността.

Със свое Решение 2013/434/ЕС от 15 юли 2013 г. Съветът упълномощава някои държави членки (в т.ч. Р България) да ратифицират или да се присъединят в интерес на Европейския съюз към Протокола за изменение на Виенската конвенция за гражданска отговорност за ядрена вреда от 21 май 1963 г. и да приемат декларация относно прилагането на съответните вътрешни правила от правото на Съюза.

Основното изменение, въведено с Протокола от 1997 г., касае член V от Виенската конвенция от 1963 г., като променя лимита по отношение на размера на отговорността на експлоатиращия. Отговорността на експлоатиращия може да бъде ограничена от държавата, в която се намира инсталацията, за всяка една ядрена авария: до сума не по-малка от 300 млн. специални права на тираж (СПТ) (приблизително еквивалентни на 400 млн. щатски дол.); или до сума не по-малка от 150 млн. СПТ, при условие че тази държава предоставя в допълнение като обезщетение за ядрена вреда публични средства до най-малко 300 млн. СПТ; или за максимален срок от 15 години, считано от датата на влизане в сила на протокола, като преходният размер не може да бъде по-малък от 100 млн. СПТ по отношение на ядрена авария, възникнала в рамките на този срок. Възможно е да се предвиди сума, по-ниска от 100 млн. СПТ, при условие че тази държава предоставя публични средства като обезщетение за ядрена вреда, която покрива разликата между този по-нисък размер и сумата от 100 млн. СПТ.

Протоколът включва и възможност за държавата, в която се намира инсталацията, да определи по-нисък размер на отговорността на експлоатиращия предвид естеството на ядрената инсталация или на използваните ядрени вещества и предвидимите последствия от настъпила в тази инсталация авария, при условие че този определен размер в никакъв случай не е по-малък от 5 млн. СПТ, и при условие че държавата, в която се намира инсталацията, гарантира да бъдат предоставени публични средства до размерите посочени в предходното изречение.В този смисъл възниква въпрос доколко действащата нормативна уредба позволява реализацията на проект за изграждане и експлоатация на АЕЦ, без какъвто и да било финансов ангажимент от страна на държавата. Освен това, ратифицирането на протокола към Виенската конвенция би увеличило значително размера на отговорността на експлоатиращия, респективно държавата, в предвидените в конвенцията случаи.

### Управление на отработено гориво и радиоактивни отпадъци

Директива 2011/70/Евратом на Съвета от 19.07.2011 г. за създаване на рамка на Общността за отговорно и безопасно управление на отработено гориво и радиоактивни отпадъци дава задължителна правна сила на основните международно одобрени принципи и изисквания в тази област.

Директивата има за цел да гарантира високо ниво на безопасност, да избягва неоправдано натоварване на бъдещите поколения и да повишава прозрачността. Тя допълва основните стандарти, посочени в Договора за Евратом по отношение на безопасността на отработеното ядрено гориво(ОЯГ) и радиоактивните отпадъци (РАО), без да се засяга Директивата за основните стандарти за безопасност.

Всяка държава-членка остава свободна да определя своята политика за ядрения горивен цикъл. Отработеното ядрено гориво може да се разглежда като ценен ресурс, който може да бъде преработен или като радиоактивен отпадък, предназначен за директно погребване. Независимо от избрания вариант, погребването на високоактивните отпадъци (получени от преработката на ОЯГ), или на ОЯГ(обявено за радиоактивен отпадък), няма алтернатива. Съхраняването на радиоактивни отпадъци, включително дългосрочното съхранение, е временно решение, но не е алтернатива на погребването.

Приемането на Директива 2011/70/Евратом на Съвета две години след приемането на Директивата за ядрената безопасност е важно събитие и спомага за засилване на ядрената безопасност в рамките на Европейския съюз, като същевременно гарантира, че държавите-членки поемат отговорност за управление на техните радиоактивни отпадъци и отработено гориво.

Директивата е в съответствие с Основните принципи на МААЕ за безопасност (IAEA Fundamental Safety Principles) и Единната конвенция за безопасност при управление на отработено гориво и за безопасност при управление на радиоактивни отпадъци.

Съществени различия на Директивата с Единната конвенция са:

* Директивата определя правно обвързващи изисквания за управление на ОЯГ/РАО (Единната конвенция има по-скоро стимулиращ, поощрителен характер).
* Директивата определя строги условия за износа на радиоактивни отпадъци извън ЕС.
* Директивата въвежда подробни изисквания за съдържанието на националните програми за управление на ОЯГ и радиоактивните отпадъци.
* Директивата насърчава прозрачността, предоставянето на информация на заинтересованите страни и участието им във вземането на решения.
* Директивата ясно посочва погребването като крайна стъпка при управлението на ОЯГ и радиоактивните отпадъци и изисква от държавите-членки да вземат под внимание погребването като единствения приемлив вариант.
* България е страна по Единната конвенция и регулярно докладва по въпросите за безопасното управление на ОЯГ и РАО, както и за наличния инвентар от тези материали.

България е въвела изискванията на Директивата в националното законодателство в предвидените за това срокове чрез Наредба за безопасност при управление на радиоактивните отпадъци (Приета с ПМС № 185 от 23.08.2013 г., Обн. ДВ. бр.76 от 30.08.2013г.) и Наредба за осигуряване безопасността при управление на отработено ядрено гориво (Приета с ПМС № 196 от 02.08.2004 г., Обн. ДВ. бр.71 от 13.08.2004г., изм. и доп. ДВ. бр.76 от 30.08.2013 г.).

България е разработила, в съответствие с изискванията на Директивата, съответната национална програма (Стратегия за управление на отработено ядрено гориво и радиоактивни отпадъци до 2030 г.). Стратегията е приета с решение на МС и е изпратена на ЕК в предвидените срокове.

България е разработила и прилага система за лицензиране, контрол, документиране, инспекции и система за правоприлагане на изискванията на нормативните документи в областта на безопасното управление на ОЯГ и РАО.

България е приела погребването като последен етап от безопасното управление на ОЯГ и РАО. В ход е изграждане на национално приповърхностно хранилище за погребване на ниско- и средноактивни отпадъци. Предприети са първите стъпки по проучване на конкретни площадки за дълбоко геоложко погребване на високоактивни РАО и ОЯГ.

Въведените в националното законодателство изисквания на Директивата се отнасят в еднаква степен за ОЯГ и РАО, генерирани както от работата на блоковете в АЕЦ „Козлодуй”, и за ОЯГ и РАО, генерирани от една нова ядрена мощност.

В страната е разработена и функционира схема за финансиране на управлението на отработеното ядрено гориво и радиоактивни отпадъци (регулярни вноски от притежателите на лицензии). Същата схема трябва да се приложи и към една нова ядрена мощност.

### Извеждане от експлоатация

През октомври 2004 г. Комисията представя на Европейския парламент първия си доклад относно използването на финансовите ресурси, определени за извеждане от експлоатация на атомни електроцентрали. През същата година Комисията създава и специална експертна Група по финансирането на извеждането от експлоатация (DFG). Групата по финансирането на извеждането от експлоатация е единственият орган в ЕС, който обединява държавите-членки и Комисията за общ анализ и обсъждане на въпросите на финансирането на извеждането от експлоатация. През 2006 г. Комисията приема Препоръка за фондовете за извеждане от експлоатация. Съгласно Препоръката на Комисията от 2006 г., всяка ядрена инсталация трябва да бъде в обхвата на стратегия за извеждане от експлоатация, приведена в съответствие с политиката за извеждане от експлоатация. ЕК смята, че само подробното планиране може да осигури набирането на адекватни финансови средства. През декември 2007 г. тя представя втория си доклад до Европейския парламент и Съвета за сравняване на практиката на финансиране на ядрените оператори в ЕС и тази на държавите-членки въз основа на критериите, изложени подробно в Препоръката на Комисията.

През 2012 г. ОИСР/АЯЕ публикува „Международната система за прогнозиране на разходите по извеждане от експлоатация“ (ISDC) (NEA № 7088). Все още няма еквивалентна методика за прогнозиране на разходите за ядрените отпадъци.

През 2013 г. ЕК представя Съобщение до Европейския парламент и Съвета относно използването на финансовите ресурси, определени за извеждане от експлоатация на ядрени инсталации, отработено гориво и радиоактивни отпадъци, придружено от работен документ, представящ основни аспекти на проблема, препоръки, както и добри практики.

ЕК отчита, че държавите-членки са избрали доста различни пътища за постигане на целта след окончателно спиране ядрените инсталации да бъдат изведени от експлоатация. В държавите-членки, в които се извършват търговски дейности в ядрената област, са създадени широкообхватни системи, задължаващи притежателя на лицензията да натрупа адекватни финансови средства преди края на експлоатационния срок на инсталациите, за да гарантира, че те са налице, когато са необходими за извеждането от експлоатация на неговите съоръжения. Като добри практики за спазване на принципа „замърсителят плаща“ са представени Холандия, Франция и Испания. Системите във всички държави-членки с търговски ядрени дейности се основават на модела за създаване на адекватни фондове за извеждане от експлоатация въз основа на приходите, получавани от дейностите по време на експлоатационния срок.

Интервалът от време за натрупване на средства по фондовете обикновено се разпростира върху целия очакван експлоатационен срок. По-кратки срокове не са изключени и представляват средство за защита срещу непредвидени случаи, например предсрочно затваряне. В случаите на предсрочно затваряне, дължащо се на политически решения, по принцип правителството е отговорно за покриване на последвалия недостиг на средства във фонда. По отношение вида на фондовете, ЕК идентифицира три основни модели за фонд – самостоятелен вътрешен фонд, поддържан от оператора на инсталацията, но като отделен бюджет, до който може да се прибягва само за целите на извеждането от експлоатация и управлението на отпадъците и под контрола на националния орган; самостоятелен външен фонд; и несамостоятелен вътрешен фонд.

В Република България финансирането на дейностите по извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения се осъществява чрез набиране на средства във фонд „Извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения” към министъра на енергетиката, наричан по-нататък „фонда”. Приходите по фонда се събират, отчитат и централизират в системата на единната бюджетна сметка чрез използване на отделна транзитна сметка, открита на Министерството на енергетиката в Българската народна банка от следните източници:

* вноски от лицата, които експлоатират ядрено съоръжение, в размер, определен с Наредбата за реда за установяване, събиране, разходване и контрол на средствата и за размера на дължимите вноски във фонд „Извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения”;
* средства от държавния бюджет, определяни ежегодно със закона за държавния бюджет за съответната година;
* лихви по управлението на набраните средства във фонда и по просрочени плащания на вноските от лицата, които експлоатират ядрено съоръжение;
* дарения;
* други приходи, получени в резултат от управлението на средствата на фонда.

Средствата по фонда се изразходват целево само за финансиране на дейностите по извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения. Когато реализацията на проекта за извеждане от експлоатация се окаже по-скъпа от одобрените от управителния съвет на фонда оценки на разходите, необходимите допълнителни разходи са за сметка на лицето, което последно е експлоатирало ядреното съоръжение, съгласно издадена лицензия за експлоатация.

При промяна на лицензианта и периодично, поне веднъж на 5 години, управителният съвет прави преглед на оценките на разходите за извеждане от експлоатация, като при необходимост се изменя размерът на дължимите вноски.

Размерът на вноските се определя съобразно Методология за определяне на разходите по финансиране на извеждането от експлоатация и съответно за определяне на дължимите вноски на годишна база, която се приема от Управителния съвет на фонда по предложение на министъра на енергетиката.

Наредбата за реда за установяване, събиране, разходване и контрол на средствата и за размера на дължимите вноски във фонда предвижда, че методологията трябва да се основава на оценката на разходите за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения, отнесени към целия период на експлоатация. При определяне на разходите за извеждане от експлоатация се отчитат:

* избраната концепция и планът за извеждане от експлоатация на съответния енергиен блок, група блокове или ядрена централа;
* оценката на необходимите финансови ресурси съгласно плана за извеждане от експлоатация на съответния енергиен блок, група блокове или ядрена централа;
* графикът на изпълнение на дейностите по извеждане от експлоатация.

Важно е да се отбележи, че в случаите на прекратяване на лицензия за експлоатация на ядрено съоръжение и липса на средства за осигуряване на ядрената безопасност, радиационната защита и физическата защита при спиране на дейността, тези средства се осигуряват от фонд „Извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения” (чл. 16 от Наредбата). Управителният съвет на фонда осигурява необходимите средства от фонда в рамките на предвидените със закона за държавния бюджет за съответната година, а допълнително необходимите средства се осигуряват по реда на Закона за публичните финанси.

Този аспект на законодателството нарушава принципа за целево предоставяне на средствата във фонда и нарушава принципа замърсителят плаща и създaва предпоставки за възникване на въпроси и претенции в рамките на преговори с потенциален инвеститор.

Освен това, доколкото ЗБИЯЕ (чл. 49, ал.1, т. 2 ) и Наредбата предвиждат внасяне и последващо ангажиране на средства от фонда с произход от държавния бюджет, реализирането на подобна хипотеза категорично би довело до финансов ангажимент за държавата.

1. **Поддейност V.2. Разработване на вариант за отделяне на активите и пасивите на НЕК, свързани с Проекта „АЕЦ Белене“, в отделно търговско дружество с цел провеждане на последваща процедура по реда на Закона за приватизация и следприватизационен контрол**

Вариантите, които са възможни за реализация на съществуващите активи на проекта АЕЦ „Белене“, са следните:

* отделяне на пасивите и активите на НЕК, свързани с проекта АЕЦ „Белене“ в самостоятелно юридическо лице и последваща приватизация на дружеството;
* продажба на обособена част по реда на Закона за приватизация и следприватизационен контрол;
* увеличаване на капитала на новосъздадено или съществуващо дружество на НЕК със стойността на активите на централата и организиране на участие в него на потенциален инвеститор;
* създаване на гражданско дружество с участие на НЕК със собствеността на съществуващите активи на проекта и друг инвеститор на основание и по реда на чл. 357-364 от ЗЗД;
* разпоредителна сделка с ДМА от страна на НЕК – продажба на дълготрайни материални активи, като част от капитала на НЕК.

Предвид поставеният в заданието фокус на задачата, само първите два варианта са представени в следващото изложение.

* 1. *Отделяне на пасивите и активите на „НЕК“ ЕАД, свързани с проекта „АЕЦ Белене“ в самостоятелно юридическо лице и последващата му приватизация*

Реализирането на този вариант преминава през следните стъпки:

1. Анализ на техническите параметри на оборудването, придобито въз основа на решението на арбитражно дело ICCCas 18086/GZ/MHM, както и на състоянието на сега съществуващите на площадката „Белене“ активи, с цел тяхното апортиране, като непарична вноска в капитала на новото/съществуващото Дружество. Начинът на образуване на ново дружество по реда на Търговския закон трябва да бъде определен след като правителството вземе решение за това дали ще се построи отново атомната централа и този процес трябва да бъде реализиран чрез отделяне на активите и пасивите на НЕК, свързани с проекта АЕЦ „Белене“, в отделно търговско дружество с цел провеждане на последваща процедура за раздържавяването им, или тези активи трябва да бъдат продадени на съответен инвеститор като дълготрайни материални активи, собственост на НЕК.
2. Възлагане оценка на пазарната стойност на непаричната вноска от лицензирани за това лица, оценители със съответната квалификация и сертификати.
3. Съгласно компетентността им по реда на Търговския закон, Правилника за реда за упражняване правата на собственост на държавата в търговските дружества с държавно участие в капитала и актуалния устав на НЕК, както и получаване на съответните разрешения от Агенцията за приватизация и следприватизационен контрол (АПСК), вземане на решение на съответните органи на управление на НЕК за апорт на материалните и нематериални активи по т.1.
4. Вписване на промените или новото Дружеството в Търговския регистър, воден от Агенцията по вписванията.
5. Последващо предложение за раздържавяване на новото търговско Дружество или съществуващото.

При прилагане на този вариант е възможно използването на съществуващо търговско дружество.

При раздържавяване на Дружеството са възможни няколко хипотези, в зависимост от решението на правителството на РБ за това дали в бъдеще ще се построи новата атомна централа и е необходимо да се намери инвеститор, или противоположната позиция – да се реализира изгодна сделка за продажба на съществуващите вече придобити дълготрайни материални активи (ДМА), собственост на НЕК, и предназначени за строителството на атомна централа.

При първата хипотеза, най-реалният способ е приватизация, с цел намиране на инвеститор за построяване на атомната централа. Условията и начините на реализиране на този процес са уредени в Закона за приватизация и следприватизационен контрол (ЗПСК). Доколкото законопроектът за изменение и допълнение на ЗПСК (по-долу само Законопроект), ще бъде внесен, разгледан и гласуван от Народното събрание, същият е коментиран отделно по-долу.

При действащата нормативна уредба, по-специално в чл. 3, ал.1 на ЗПСК, е указано, че държавното участие в капитала на всички търговски дружества се счита за обявено за приватизация от момента на влизането в сила на ЗПСК, с изключение на дружествата, включени в списъка-приложение № 1 към чл.3, ал.1 от ЗПСК, по-долу само Забранителен списък. В този списък е включен „Български енергиен холдинг“ ЕАД). Съгласно ЗПСК от АПСК се приема решение за приватизация за дялове или акции – собственост на търговските дружества, включени в Забранителния списък (каквото е БЕХ), в други търговски дружества – техни дъщерни дружества (каквото е НЕК), както и за обособени части от имуществото на търговски дружества, чиито капитал е собственост на други търговски дружества с повече от 50% държавно участие в капитала (например обособена част от НЕК, чийто капитал е собственост на БЕХ).Следователно съгласно чл.3, ал.3, т. 3, б.„в“ от ЗПСК, АПСК приема решение за приватизация на акциите на НЕК, както и неговите обособени части.

В ЗПСК липсва регламент за раздържавяване на дъщерни дружества на търговски дружества, чийто капитал е собственост на други търговски дружества с над 50% държавно участие в капитала. Новоучреденото дружество ще бъде дъщерно на „БЕХ“ ЕАД – НЕК ЕАД, защото ще бъде учредено с капитал, който принадлежи на НЕК.,. Това означава, че неговата продажба, би трябвало да се извърши по реда на Търговския закон, в зависимост от решението на органите на управление на НЕК и съответно това на неговия принципал – „БЕХ“ ЕАД.

От анализа на съществуващата нормативна уредба е видно, че с цел защита на интересите на държавата, най-удачно е да се пристъпи към създаване на ново търговско дружество чрез отделяне по реда на чл.261 и ост. от Търговския закон на вече цитираните по-горе активи от НЕК в ново търговско дружество, собственост на БЕХ, или търговско дружество извън опеката на БЕХ, в което правата на собственост на държавата върху капитала ще се упражняват от министъра на енергетиката. По този начин бъдещата приватизация ще се осъществи по реда на ЗПСК, като АПСК приеме съответното решение по реда на чл.3, ал.3, т.3, б.“в“ и пристъпи към реализация на приватизационния процес, включващ:

* Възлагане изработването на правен анализ, приватизационна оценка и информационен меморандум. Същият може да се възложи за цялото Дружеството, включително и за неговите отделни обособени части.
* Определяне съответния метод (най-удачният в случая би бил публично оповестен конкурс) за приватизация. Целесъобразно е в решението на АПСК да се поставят квалификационни критерии, на които да отговарят потенциалните инвеститори, с оглед изграждане на бъдеща атомна електроцентрала. Предвид необходимостта от гарантирана възможност за контрол на държавата в процеса на приватизация, трябва да се направи предложение и за заделяне на съответен брой акции/дялове от капитала на приватизиращото се дружество, които да останат нейна собственост (например „златна акция“).
* Провеждане на всички дейности за продажба, подробно регламентирани в ЗПСК.
  1. *Приватизация чрез продажба на обособена част*

Другият способ за приватизация на активите, находящи се на площадката на АЕЦ „Белене“, е продажба на обособена част. Тъй като това е приватизационна сделка, нейният режим е регламентиран в ЗПСК.

Съгласно действащия ЗПСК, неговите Допълнителни разпоредби, „Обособена част” е структура в търговско дружество, която може самостоятелно да осъществява стопанска дейност (магазин, ателие, кораб, цех, ресторант, хотел и други подобни), както и незавършен обект на строителството – собственост на търговско дружество. Ако приемем, че непостроената АЕЦ „Белене“ представлява незавършен обект на строителство и тя е *де факто* и *де юре* структура в НЕК, то тя носи характеристиката на обособена част по смисъла на ЗПСК.

На основание чл. 8, ал. 2 от ЗПСК паричните постъпления или част от паричните постъпления от приватизацията на обособената част могат да бъдат преведени по сметка на НЕК по решение на АПСК, след съгласуване с БЕХ, и остават собственост на НЕК. В този акт е и мястото за регламентиране на реда и начина, по който получените финансови средства от сделката да бъдат разпоредени.

Видно от разпоредбата на предложения за обществено обсъждане Законопроект, приватизацията на акции и дялове от капитала на търговски дружества, собственост на държавата, както и на търговски дружества с повече от 50% (каквото е НЕК) държавно участие в капитала се забранява. С оглед на това, дори и да се учреди ново търговско дружество (независимо дали еднолично акционерно дружество или еднолично дружество с ограничена отговорност, чиито акции или дялове са собственост на държавата, или на друго търговско дружество с над 50% държавно участие в капитала), то ще попадне и в двете хипотези на пар. 1 (1) на Законопроекта. Още повече, в пар. 2 от Законопроекта е предвидено по изключение, изрично действие на закона *ех tunc*, с обратна сила, и всички започнати приватизационни процедури за сключване на сделки ще бъдат прекратени по закон.

Следователно, процедура за приватизация на търговско дружество, в чийто капитал са апортирани активите от площадката на АЕЦ „Белене“, и негов едноличен собственик на капитала е държавата или търговско дружество с над 50% държавно участие в капитала си, съобразно с изложеното по-горе, ще бъде забранена, според този проект.

Ако се учреди дъщерно дружество на НЕК, същото няма да попада в нито една от хипотезите на пар. 1(1) от Законопроекта за изменение на ЗПСК, тъй като НЕК е дъщерно дружество на БЕХ, следователно неговите (на НЕК) акции са собственост на друго търговско дружество. В този случай, НЕК ще трябва да продаде капитала на дъщерното си дружество, а е възможно НЕК да упълномощи Агенцията за приватизация да извърши продажбата.

Съгласно цитирания Законопроект, обособени части от имуществото на търговски дружества с пряко или опосредено държавно участие в капитала, могат да бъдат продавани само след решение на Народното събрание, по предложение на Министерския съвет. С приемането на предложените изменения ще може да се осъществи приватизационна сделка за продажба на АЕЦ „Белене“ като обособена част от НЕК само с разрешение на Народното събрание, по предложение на Министерския съвет.

# Поддейност V.4. Разработване на финансов модел за прогнозиране на паричнитепотоци от потенциалнотоизграждане на АЕЦ „Белене“

# *Въведение*

Тази част представя резултатите от финансовите анализи на проекта за изграждане и функциониране на АЕЦ „Белене“. За нуждите на тези финансови анализи е разработен специален финансов модел (приложен във файлов формат).

Целта на финансовите анализи е да оцени жизнеспособността на проекта за изграждане и експлоатация на АЕЦ „Белене“. По-конкретно, благодарение на финансовите анализи, са изведени критични стойности и допускания, при които проектът става жизнеспособен.

За постигане на целта са изпълнени следните основни задачи:

* Проучен е наличният опит за финансово моделиране на проекта, както и водещи практики в сектора на енергийните проекти.
* Събрана и актуализирана е информация за състоянието на проекта, в т.ч. изготвен е актуален бюджет на проекта.
* Подготвен е специален модел за нуждите на финансовите анализи.
* Събрана е актуална информация и са изведени основни допускания за захранване на финансовия модел. Извършени са изчисления и са получени изходни резултати за оценка на жизнеспособността на проекта.
* Събрана и анализирана е информация за основните числови параметри на подобни проекти. На тази основа са изведени еталонни стойности за сравнение с параметрите на проекта АЕЦ „Белене“.
* Извършена е верификация на получените резултати и е подготвен настоящия доклад.

В доклада е използвана информация и прогнози от други предходни дейности на проекта. Тези входни данни са посочени като източници и не са дискутирани в доклада.

Подходът, който е използван при разработката, е:

* **клиентски ориентиран**, защото е изцяло насочен към нуждите на Възложителя и позволява вариативно използване на модела, както за вземане на решение за използване на наличните активи по проекта, така и по време на преговори с потенциални инвеститори за изграждане на централата, а след това и при преговори с банки и финансови институции за отпускане на кредит за строителство. Моделът и базата данни могат да се използват и за нуждите на бизнес планирането по време на експлоатация на централата.
* **научно аргументиран и обоснован**, защото за създаването на допусканията и базата данни на модела са използвани както минал опит и информация от предишни подобни упражнения, така и консултации със специалисти от сектора. Допълнително е извършена верификация на входни и изходни данни чрез сравняване с референтни стойности на други подобни проекти и препоръки от авторитетни международни организации и консултантски фирми.
* **холистичен**, защото изпълнението на тази дейност е логически свързана и представлява естествено продължение и завършек на другите предходни дейности на проекта, които се отнасят до бъдещо развитие на икономиката, битовия сектор, навлизането на новите технологии, установяване на нуждите от електропотребление в страната и региона в дългосрочен хоризонт, перспективите за износ на електроенергия, навлизането и излизането на енергийни мощности в страната, в т.ч. изграждането на нови ВЕИ, изследване на либерализацията на пазара на електроенергия, прогнозиране на динамиката на цените на основните енергоносители и на електроенергията в страната и на регионалния пазар, изследване на съществуващата правна рамка за изграждане на нова ядрена мощност.

Структурата на материала на Поддейност V.4. се състои от 3 части. В първа част се представя историята на проекта, предвидената за използване технология и текущото му състояние. Отделено е място и за дискутиране на проблемите, свързани с финансирането на проекта.

Втората част е посветена на финансовия модел. Той е представен като логика и основно съдържание. Изложени са основните допускания и входни данни на модела, както и информационните източници. В тази част активно са използвани еталонни сравнения по отделни показатели или групи показатели за тестване на надеждността на използваните данни. Формулирани са няколко варианта на структура на собствения капитал, съотношение между собствен и привлечен капитал, и са избрани 5 прогнозни цени за изкупуване на електроенергията.

В третата част са представени основните резултати и изводи от финансовите анализи. Изследвани са промените на нетната настояща стойност и вътрешната норма на възвръщаемост в зависимост от промените на цените и натоварването на мощностите на централата.

В настоящата версия на материала са взети предвид всички коментари на Възложителя, направени в хода на две предварителни обсъждания.Също така те са отразени във финансовия модел.

## *Проектът АЕЦ „Белене“*

### Състояние на проекта – идея, технология, развитие на проекта, текущо състояние

Проучванията на подходяща площадка за строителство на втора АЕЦ в страната започват в началото на 70-те години на миналия век. До 1979 г. са изследвани около 25 потенциални площадки, като за три от тях – Белене, Вардим и Батим, това е направено подробно.

Първото правителствено решение за строителство на АЕЦ „Белене“ с 4 блока е взето на 20.03.1981 г. След това до 1987 г. е подготвен технически проект за изграждане на централата. Предвидено е да се използват съветски реактори от типа ВВЕР-1000/V-320. Междувременно през 1985 г. започва изпълнение на подготвителните работи, като площите се изравняват и повдигат, изгражда се строителна, монтажна и складова база и административно битов комплекс. През 1987 г. започва изпълнението на строителните работи. До края на 1989 г. реакторният корпус на 1-ви блок е изграден до кота 13.2 м, доставено е оборудването на първи контур и е достигната степен на завършеност СМР на около 40%.

През май 1990 г., поради липса на финанси, правителството взема решение за изграждане на два блока. През 1991 г. следващото правителство на страната взема решение за замразяване на проекта. Основното оборудване е консервирано и всяка година се прави технически преглед.

През декември 2002 г. правителството отменя решението от 1991 г. за замразяване на проекта. През ноември 2004 г. е одобрен от МОСВ доклад за ОВОС на проекта. През декември 2004 г. Националната електрическа компания (НЕК) избира „Парсънс Европа“ и „Риск Инженеринг“ да изготвят технически проект и да надзирават строежа на АЕЦ „Белене“. През февруари 2005 г. НЕК избира „Делойт“ Централна Европа и „Нортън Роуз“ за финансови консултанти на проекта.

С Решение No 260 от 08.04.2005 г. на Министерски съвет на Република България се възобновява работата по изграждането на АЕЦ „Белене” с мощност 2000 МW. Тогава започва подготовката на процедура за търсене на доставчик за двата реактора (Руски тип ВВЕР 1000).

През 2005 г. НЕК обявява процедура за възлагане на обществена поръчка за изпълнение на договор за завършване на проектирането и за изграждане, въвеждане в експлоатация на двата блока на АЕЦ „Белене”. През октомври 2006 г. НЕК обявява руската ЗАО "Атомстройекспорт" (АСЕ) в консорциум с АREVA NP (Франция) и Siemens (Германия) като основни подизпълнители за победител в процедурата.

Обхватът на проекта съдържа проектиране, изграждане, въвеждане в експлоатация на сградите, съоръженията и инсталациите, разположени на площадката, които имат основно, спомагателно и обслужващо предназначение, и които са пряко необходими за въвеждането в експлоатация и експлоатацията на блок № 1 и № 2 на АЕЦ „Белене” (изграждане „до ключ”). ЗАО „Атомстройекспорт” изпълнява задълженията си по споразумението.

Проектът на АЕЦ „Белене” включва два еднотипни блока с мощност 1000 МW и спомагателни сгради и съоръжения. Реакторната инсталация е ВВЕР-1000 (В-466Б). Това е еволюционен проект, който използва резултатите от натрупания многогодишен опит в проектирането и експлоатацията на реактори с топлоносител – вода под налягане и го съчетава със съвременни технически решения и нововъведения.

Проектът е разработен от руската компания ЗАО „Атомстройекспорт” (АСЕ), която е част от държавна корпорация „Росатом”, в рамките на сключеното през ноември 2006 г. с българската компания „НЕК” ЕАД договорно споразумение за изграждане на АЕЦ „Белене”. Споразумението включва задължение за осъществяване на дейности по инженеринг, доставка и строителство на блокове 1 и 2 на бъдещата ядрена централа „Белене”

През 2007 г. НЕК информира Европейската комисия (ЕК) за намерението си да строи АЕЦ „Белене“ според чл. 41 от договора „Евроатом”. ЕК оповестява позитивната си оценка за строежа на АЕЦ „Белене“.

През април 2008 г. НЕК избира BNP Paribas за структурираща банка за финансирането на проекта. През декември 2008 г. се подписва акционерно споразумение с RWE Power за обща компания за развитие на проекта.

През юли 2009 г. правителството замразява проекта „Белене“. В края на 2009 г. RWE Power и BNP Paribas излизат от проекта.

През януари 2010 г. стартира процедура по избор на нов консултант. Английската банка HSBC е избрана за финансов консултант на проекта. Подписан е меморандум за създаване на проектна компания: НЕК – 51%, Русия – 47%, френската „Altran” и финландската „Fortum” – по 1%.

Междувременно, от страна на АЯР са издадени следните разрешения за проекта „Белене“:

* разрешение за избор на площадка;
* одобрение на избраната площадка;
* разрешение за проектиране на 1 и 2 блок на АЕЦ „Белене“.

Освен това е инициирана процедура по одобрение на техническия проект, след заявление от 2008 г., която обаче не е приключила.

### Финансиране на проекта

Финансирането на проекти като изграждане и експлоатация на АЕЦ „Белене“ е сложна икономическа и политическа задача. Ядрените проекти се характеризират с огромни инвестиционни разходи, които често налагат поемането на сериозни рискове. По тази причина разпределението на рисковете е задача от първи порядък при избистряне на концепцията за финансиране на ядрени проекти.

В основата на всеки проект стои неговият собственик, който самостоятелно или чрез възлагане на специална проектна компания започва да развива проекта. Важна част от развитието на проектната идея е начина на структуриране на финансирането на проекта и изследване на възможностите за привличане на външни за собственика инвеститори, както и за намиране на привлечен капитал.

В продължителната история на проекта за изграждане на АЕЦ „Белене“ са правени опити за използване на различни концепции за структуриране на финансирането на проекта (вж. т. 3.2.1). Всички тези концепции са вече минало, което налага разработването на нова. Тя е необходима не само от гледна точка на проектния цикъл и неговото управление, но и като основно допускане при разработване на финансовия модел и при извършване на финансовите анализи.

За целта е възприет подход, който изхожда от бюджета на проекта, реалистичните варианти за структуриране на дружество, което едновременно е собственик и проектна компания за развитие на проекта и възможностите за осигуряване на привлечен капитал на ядрени проекти. От гледна точка на дружеството – собственик и проектна компания, са съставени 6 варианта. При първите 3 варианта е разгледана възможността проектът да се продаде изцяло на частен инвеститор, който да го реализира с помощта на собствено и външно финансиране. Останалите 3 варианта се отнасят до създаване на смесено дружество с различно миксиране на собствеността между частния инвеститор и държавата, при преобладаващо участие на частния инвеститор. Разгледаните съотношенията между собствен и привлечен капитал са съответно 50:50, 40:60 и 30:70. По този начин са проектирани 6 варианта за разпределение на собствеността и финансиране на проекта, които са разгледани подробно в следващото изложение.

Всеки от разработените варианти, поради различната цена на собствения и привлечения капитал, води до използване на различна норма на дисконтиране на паричните потоци, а оттам и до различна доходност на капитала. По този начин, при равни други условия, се стига до подреждане на вариантите според тяхната финансова привлекателност. Така интересите на държавата като настоящ собственик на проекта могат да бъдат защитени по финансово аргументиран начин.

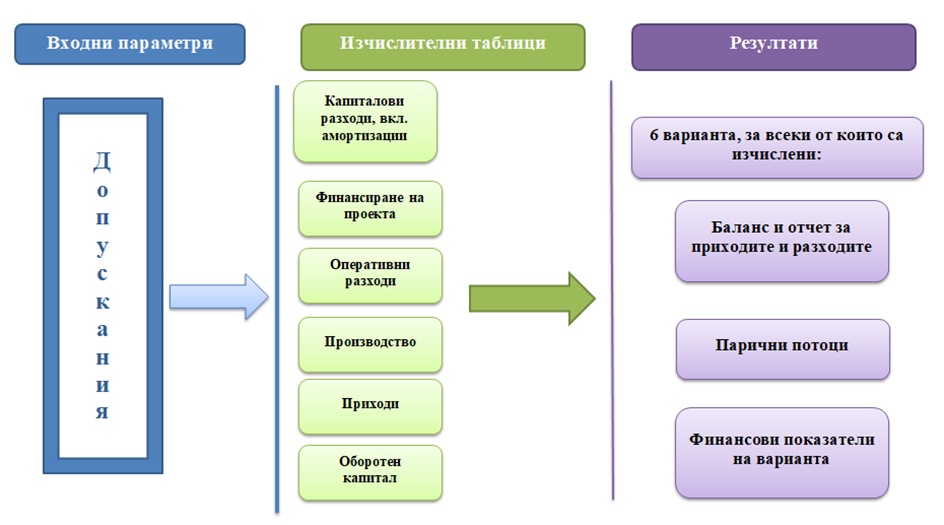
## *Финансов модел*

### Логика, функционалност и информационно осигуряване

Финансовият модел е разработен и функционира в среда на MS Excel. Структуриран е в 18 отделни електронни таблици (sheets) с връзки помежду си, което позволява промените в различни променливи да бъдат автоматично отразявани в съответните свързани таблици. Моделът е интерактивен, така че промените във входните данни се отразяват на крайните резултати. От тази гледна точка моделът има неограничени възможности за проиграване на различни стойности и комбинация от стойности на входните параметри.

Структурата на модела е представена на фиг. V.3, като отделните таблици са групирани по тематичен принцип.

Фигура V.3. Структура на финансовия модел



Източник: Съставена от авторите.

Моделът дава възможност за:

* проследяване на изготвянето на прогнозите и изчисляването на показателите;
* сравняване на резултатите по отделните варианти при промяна на отделни допускания;
* избор на предпочитан вариант.

Моделът е разработен на базата на данни от следните източници:

* Резултати от други дейности, изпълнени в рамките на Проект „Изготвяне на Национална стратегия в областта на енергетиката (с фокус върху електроенергетиката)”, част от който представлява изготвянето на настоящия доклад. Такива са резултатите от Дейност II, които изследват нуждите от строителство на нова ядрена мощност в страната, и тези от Дейност III, които се занимават с развитие на пазарите, регионалното търсене и прогнозиране на цените на електрическа енергия.
* Технически проект и първоначален бюджет на проекта А-92 за АЕЦ „Белене“.
* Данни, информация и справки, предоставени от Възложителя (Български енергиен холдинг – БЕХ).
* Данни и прогнози от национални институции – НСИ, НОИ, НЕК, министерства, агенции и др.
* Информация, свързана с функционирането на АЕЦ „Козлодуй“ – годишни финансови отчети за периода 2010-2015 г., бизнес план и др.
* Данни от международни и национални референтни източници и изследвания, свързани с ядрената енергетика.
* Данни от международни статистически институции, бази данни, агенции, осигуряващи финансова и статистическа информация (Bloomberg, ЕИБ и др.).

Моделът разглежда 6 варианта на финансови потоци, в зависимост от начина на финансиране на проекта за изграждане на АЕЦ „Белене”:

* Вариант 1 – собственик на проекта – дружество, чийто капитал се притежава 100% от частен инвеститор, а съотношението дълг/собствен капитал е 50/50.
* Вариант 2 – собственик на проекта – дружество, чийто капитал се притежава 100% от частен инвеститор, а съотношението дълг/собствен капитал е 60/40.
* Вариант 3 – собственик на проекта – дружество, чийто капитал се притежава 100% от частен инвеститор, а съотношението дълг/собствен капитал е 70/30.
* Вариант 4 – собственик на проекта – дружество, чийто капитал се притежава от частен инвеститор и българската държава в съотношение 77.7/22.3 (делът на държавата представлява апортна вноска в размер на балансовата стойност на средствата, изразходени за проекта до 2016 г. – 1.17 млрд. евро), а съотношението дълг/собствен капитал е 50/50.
* Вариант 5 – собственик на проекта – дружество, чийто капитал се притежава от частен инвеститор и българската държава в съотношение 72.1/27.9 (делът на държавата представлява апортна вноска в размер на балансовата стойност на средствата, изразходени за проекта до 2016 г. – 1.17 млрд. евро), а съотношението дълг/собствен капитал е 60/40.
* Вариант 6 – собственик на проекта – дружество, чийто капитал се притежава от частен инвеститор и българската държава в съотношение 62.8/37.2 (делът на държавата представлява апортна вноска в размер на балансовата стойност на средствата, изразходени за проекта до 2016 г. – 1.17 млрд. евро), а съотношението дълг/собствен капитал е 70/30.

За всеки от посочените 6 варианта са изчислени финансови потоци и показатели за оценка на варианта. Методологията за това е разгледана в следващите части на доклада. Моделът дава възможност финансовите потоци и показателите за всеки вариант да се тестват по 5 ценови сценария и 2 нива на натоварване на мощностите (dispatching rate).

### Основни допускания

Финансовият модел е изграден при следните основни допускания.

#### Основни допускания за времевото изпълнение на проекта – изграждане и експлоатация

Основните допускания за изграждането и експлоатацията на АЕЦ „Белене“ въз основа на предвиденото в техническия проект са следните:

**Блок 1**

* Изграждане: 01.01.2019 – 31.12.2026 г.
* Експлоатация: 01.01.2027 – 31.12.2086 г. (60 години)
* Извеждане от експлоатация: 01.01.2087 – 31.12.2096 г. (10 години).

**Блок 2**

* Изграждане: 01.01.2020 – 31.12.2027 г.
* Експлоатация: 01.01.2028 – 31.12.2087 г. (60 години)
* Извеждане от експлоатация: 01.01.2088 – 31.12.2097 г. (10 години).

#### Основни допускания за инвестиционните разходи на проекта

Подходът при съставяне на инвестиционните разходи на проекта се основава на първоначалния бюджет на проекта А-92 за АЕЦ „Белене“, който съдържа подраздели по пера. По-късно за формиране на общия бюджет са направени търговски отстъпки, които не са съотносими към настоящия анализ, и са подписвани споразумения за проектиране и разрушителни дейности, които се отчитат като допълнителни дейности.

Направени са оценки за изпълнени дейности, спрямо първоначалното планиране на база на данни от НЕК и експертни оценки.

През 2010 г. по искане на българското правителство е направена оценка на проекта „под ключ“ с включена ескалация на началните разходи. Тя е използвана за база за формиране на очаквана стойност на проекта към днешна дата. Оценката е направени на база на инфлация, съответно 5% за Руската федерация и 2% за ЕС. При нея не са отчетени възможни промени на пазара на ядрени технологии и актуалната търговска политика на Росатом, което ще се прилага при евентуални бъдещи преговори с българската страна.

Представените в първа колона на табл. V.3 инвестиционни разходи по проекта формират т.нар. overnight costs. Техните стойности са към настоящия момент и предвид факта, че изграждането на проекта ще стартира през 2019 г. и ще приключи през 2027 г., е необходимо допълнително да бъдат индексирани, за да бъде отчетено изменението в ценовите равнища. За целта са изчислени съответните индекси, като отделните компоненти на инвестиционните разходи са ескалирани при допускането, че доставките на оборудване от Русия и управлението в Русия ще се изменят в зависимост от изменението на ценовите нива в Русия, а всички останали компоненти ще се изменят в зависимост от прогнозните ценови нива в ЕС. Ескалираните стойности на капиталовите разходи за периода 2019-2027 г. са представени в трета колона на табл. V.3, като те са заложени при изчисленията на финансовите показатели в модела. Във втора колона на табл. V.3 е посочена стойността на усвоените до 2016 г. инвестиционни разходи.

Допълнителните разходи, които са извън цената „до ключ“ (присъединяване на централата, външна физическа охрана на обекта, други допълнения и разходи за инженерна поддръжка), са ескалирани за периода на строителството.

При така представените данни, инвестиционните разходи за един реактор на АЕЦ „Белене“ възлизат на 4.3 хил. евро/kW (при проектен капацитет на всеки реактор от 1060 MW). Сравнението с еталонни стойности за капиталови разходи за сходни нови блокове от Поколение III/III+ показва, че планираните стойности за АЕЦ „Белене“ са съизмерими с посочените в табл. V.4.

Таблица V.3. Инвестиционни разходи по проекта, млн. евро

| Групи разходи | Обща стойност | Усвояване до 2016 г. | Ескалирана стойност |
| --- | --- | --- | --- |
| **Работен проект** | 272.8 | 27.3 | 281.18 |
| **Строителни работи** | 987.8 | 19.8 | 1100.09 |
| **Оборудване и материали, в т.ч.:** | 4357.1 |  | 5109.70 |
| Русия, трети страни 4) | 2422.7 | 654.1 | 2939.19 |
| Доставки от ЕС 5) | 1934.4 |  | 2170.51 |
| **Монтажни работи** | 485.8 |  | 552.72 |
| **Пусково-наладъчни работи** | 153.3 |  | 179.89 |
| **Обучение на персонала** | 23.3 |  | 27.38 |
|  |  |  |  |
| **Други разходи, включително:** | 607.7 |  | 693.79 |
| Транспорт и застраховка | 80.7 | 8.1 | 89.94 |
| Застраховка | 84.3 |  | 95.06 |
| Гаранционни разходи | 106.8 |  | 120.05 |
| Контрол на качеството | 63.1 |  | 70.95 |
| Управление в Русия | 71.7 | 3.6 | 92.32 |
| Управление на обекта | 62.6 | 3.1 | 70.16 |
| Надзор | 46.9 |  | 52.70 |
| Данъци | 91.5 | 4.6 | 102.61 |
|  |  |  |  |
| **Непредвидени и извънредни разходи** | 321.7 |  | 381.08 |
|  |  |  |  |
| **Общо за строителство** | 7209.5 |  | 8325.84 |
|  |  |  |  |
| Премия за риск и печалби (5%) | 360.5 |  | 427.07 |
|  |  |  |  |
| **Сума за договор „под ключ“ (ИДС)** | 7570.0 |  | 8752.90 |
|  |  |  |  |
| **Разходи на собственика на проекта, в т.ч.:** | 1630.5 |  | 1774.74 |
| ***Мобилизация на строителя:*** |  |  |  |
| Идеен и технически проект 2) | 217.6 | 217.6 | 217.57 |
| Подготовка на площадка за ново строителство | 122.8 | 122.8 | 122.75 |
| Ядрено гориво (първа зарядка) | 248.9 |  | 289.71 |
| Присъединяване на централата | 422.3 |  | 471.95 |
| Външна физическа защита на обекта | 112.5 |  | 130.70 |
| Други допълнения | 44.9 |  | 52.28 |
| Разходи за инженерна поддръжка | 450.1 | 112.6 | 489.77 |
| **ВСИЧКО** | **9189.2** | **1173.5** | **10527.64** |

Забележка: 1) Експертна оценка; 2) Възлагането на идеен и технически проект е по Споразумение от 29.11.2006 г., преди подписването на Договорното споразумение от 18.01.2007 г. за 3997.26 млн. евро. За проследимост на разходите по пера е запазена формата начален бюджет заедно с идеен и технически проект.

Източник: Съставена от авторите на основа на предоставена проектна документация.

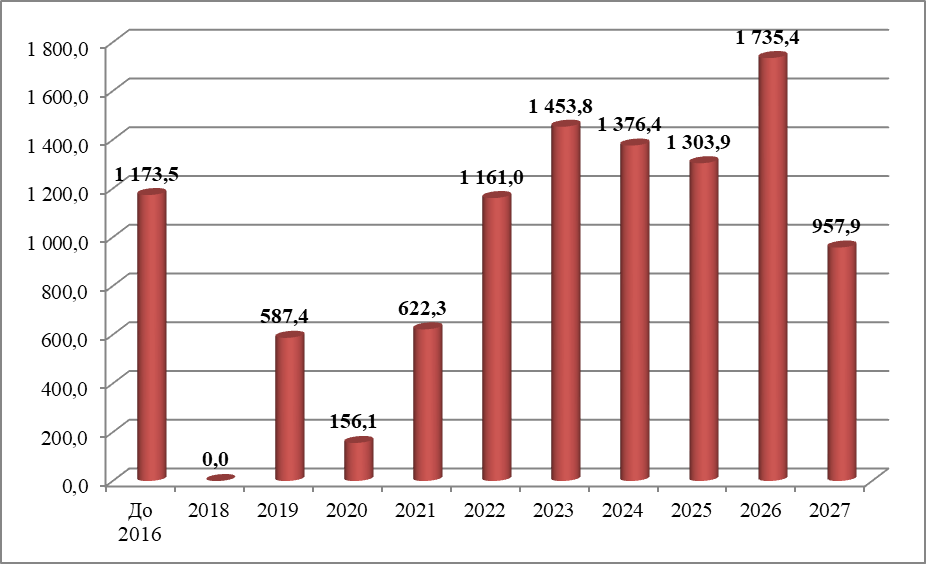
Таблица V.4. Стойности за капиталови разходи за сходни нови блокове за реактор от поколение III/III+

| Проект | Технология | Държава | Начало на строит. | Капацитет (MW) | Начало на планова експл. | Капиталови разходи (хил. евро/kW към 2013 г.) |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Европа** |  |  |  |  |  |  |
| Paks II | VVER-1200 | Унгария | 2015 | 2400 | 2025-2026 | 4.6 |
| Olkiluoto | EPR | Финландия | 2012 | 1600 | 2018 | 4.9 |
| HinkleyPoint C | EPR | Великобритания | 2014 | 3200 | 2023-2025 | 8.6 |
| Flamanville | EPR | Франция | 2015 | 1630 | н.д. | 5.7 |
| Visaginas | ABWR | Литва | 2012 | 1350 | н.д. | 3.5 |
| BelarusNPP | VVER-1200 | Беларус | 2014 | 2400 | 2018 | 3.1 |
| Hanhikivi | VVER-1200 | Финландия | 2014 | 1200 | 2024 | 4.6 |
| **САЩ** |  |  |  |  |  |  |
| VCSummer | AP 1000 | САЩ | 2014 | 2400 | 2017 | 3.5 |
| Vogtle-3 | AP 1000 | САЩ | 2014 | 2400 | 2019 | 4.6 |
| WattsBar | AP 1000 | САЩ | 2014 | 1150 | 2016 | 3.0 |
| **Азия** |  |  |  |  |  |  |
| Taishan | EPR | Китай | 2013 | 1660 | 2016 | 3.3 |
| Lungmen | ABWR | Тайван | 2012 | 2700 | 2017 | 2.4 |
| Sanmen | AP 1000 | Китай | 2009 | 2200 | 2016 | 2.1 |
| ShinHanul | APR-1400 | Южна Корея | 2012 | 2800 | 2018 | 1.6 |
| UAE – Kepco | APR-1400 | ОАЕ | 2015 | 2600 | 2017 | 3.5 |
| ShinKori | APR-1400 | Южна Корея | 2014 | 2800 | 2016 | 1.7 |
| Akkuyu | VVER-1200 | Турция | 2012 | 4800 | 2023 | 2.6 |

Източник: Rothschild. (2015). Economic analysis for the Paks II nuclear power project. A rational investment case for Hungarian State Resources. р. 21.

Времевото разпределение на ескалираните капиталови разходи във фазата на изграждане на АЕЦ „Белене“ е направено въз основа на характера и технологичната последователност на отделните дейности (вж. фиг. V.4).

Фигура V.4. Времево разпределение на ексалираните капиталови разходи, млн. евро



Източник: Съставена от авторите на основа на предоставена проектна документация.

#### Основни допускания за експлоатация и натоварване на мощностите

Основните допусканията в модела за експлоатацията и натоварването на мощностите са изведени от техническите проекти и разработки на конкретното оборудване и технологии (вж. табл. V.5). Те отразяват проектните намерения на изпълнителя преди реалната експлоатация на централата. Тези допускания се приети и се използват при финансовите изчисления за целия жизнен цикъл на проекта. В модела не са направени допускания за възможни подобрения на технологиите, които ще доведат до по-високи стойности на експлоатационните параметри.Следва да се подчертае, че моделът разглежда идеален сценарий, при който цялата произведена от електроцентралата енергия се продава, при работа на централата на максимално възможно натоварване.

Таблица V.5. Допускания за експлоатация и натоварване на мощностите на АЕЦ „Белене“

| Параметър | Допускане |
| --- | --- |
| Продължителност на цикъла на работа на Блок 1 с едно зареждане на гориво | 4 години |
| Продължителност на цикъла на работа на Блок 2 с едно зареждане на гориво | 4 години |
| Продължителност на краткосрочни прекъсвания на работа на Блок 1 (с цел частична подмяна на гориво и краткотрайни ремонти) | 20 дни |
| Години, в които се извършват краткосрочни прекъсвания на работата на Блок 1 | 1, 2, 3, 5, 6, 7, 9, 11, 13, 14, 15, 17, 18, 19, 21, 22, 23, 25, 26, 27, 29, 31, 33, 34, 35, 37, 38, 39, 41, 42, 43, 45, 46, 47, 49, 51, 53, 54, 55, 57, 58, 59 и 60 година от 60-годишния период на експлоатация |
| Продължителност на средносрочни прекъсвания на работа на Блок 1 (с цел частична подмяна на гориво и средносрочни ремонти) | 40 дни |
| Години, в които се извършват средносрочни прекъсвания на работата на Блок 1 | 4, 8, 12, 16, 24, 28, 32, 36, 44, 48, 52 и 56 година от 60-годишния период на експлоатация |
| Продължителност на дългосрочни прекъсвания на работа на Блок 1 (с цел пълна подмяна на горивото и капиталов ремонт) | 60 дни |
| Години, в които се извършват дългосрочни прекъсвания на работата на Блок 1 | 10, 20, 30, 40, 50 година от 60-годишния период на експлоатация |
| Продължителност на краткосрочни прекъсвания на работа на Блок 2 (с цел частична подмяна на гориво и краткотрайни ремонти) | 20 дни |
| Години, в които се извършват краткосрочни прекъсвания на работата на Блок 2 | 2, 3, 4, 6, 7, 8, 10, 12, 14, 15, 16, 18, 19, 20, 22, 23, 24, 26, 27, 28, 30, 32, 34, 35, 36, 38, 39, 40, 42, 43, 44, 46, 47, 48, 50, 52, 54, 55, 56, 58, 59, 60 и 61 година от 60-годишния период на експлоатация |
| Продължителност на средносрочни прекъсвания на работа на Блок 2 за частична подмяна на гориво и средносрочни ремонти | 40 дни |
| Години, в които се извършват средносрочни прекъсвания на работата на Блок 2 | 5, 9, 13, 17, 25, 29, 33, 37, 45, 49, 53 и 57 година от 60-годишния период на експлоатация |
| Продължителност на дългосрочни прекъсвания на работа на Блок 2 за пълна подмяна на горивото и капиталов ремонт | 60 дни |
| Години, в които се извършват дългосрочни прекъсвания на работата на Блок 2 | 11, 21, 31, 41 и 51 година от 60-годишния период на експлоатация |
| Времево натоварване на мощностите без отчитане на непланирани аварии (forcedoutage) | 92,3% |
| Времево натоварване на мощностите с отчитане на непланирани аварии (forcedoutage) | 89,6% |
| Ниво на натоварване (dispatchingrate) | 100% |
| Дял на електроенергията за собствени нужди | 7% до 2047 г.  8% от 2048 г. |

Източник: Съставена от авторите на основа на предоставена проектна документация.

Стойностите на повечето от посочените параметри са свързани с изчисляване на нивото на натоварване на мощностите без отчитане на непланираните аварии. Съпоставката на получената стойност с представените еталонни стойности показва, че АЕЦ „Белене“ е предвидена да работи съгласно международните стандарти за сходен тип ядрена електроцентрала (вж. табл. V.6).

Таблица V.6. Еталонни сравнения за планираното натоварване на мощностите

| Сравнение | Коефициент на натоварване, % | Източник |
| --- | --- | --- |
| HinkleyPoint C | 92 | HinkleyPoint C Presentation |
| HinkleyPoint C | 91 | EuropeanCommission– Energy pricesandcostsreport: CommissionStaffWorkingDocument, 2014 |
| HinkleyPoint C | 90+ | EDFPresentation |
| VVER-1200 technicalparameters | 90 | International Atomic Energy Agency, 2013 |
| St. PetersburgAEPfigures | 90+ | Rosatompresentation |
| MoscowAEPfigures | 90+ | Rosatompresentation |
| AngraPWR | 91 | International Atomic Energy Agency, 2015 |
| AveragePWRtechnology | 91 | Fortumpresentation |
| **Максимално** | **92** |  |
| **Минимално** | **90** |
| **Средно** | **91** |

Източник: Rothschild. (2015). Economic analysis for the Paks II nuclear power project. A rational investment case for Hungarian State Resources. p. 28.

#### Основни допускания за оперативните разходи и разходите за поддръжка

Оперативните разходи на проекта са разделени в две групи – постоянни и променливи.Според това групиране е приложен различен подход за тяхното остойностяване и прогнозиране.

Постоянните разходи включват: разходи за персонал (в т.ч. възнаграждения и осигурителни плащания), разходи за ядрено гориво и реагенти, разходи за текущи ремонти, разходи за външни услуги (без водоползване и ремонти), и разходи за застраховка на имуществото и ядрена вреда.

Променливите разходи включват: разходи за водоползване и разходи за материали (без ядреното гориво).

В допълнение към тези разходи са прогнозирани и още една група разходи, които са характерни за експлоатацията на ядрени електроцентрали – разходи за управление на радиоактивни отпадъци (РАО), разходи за извеждане от експлоатация, и разходи за фонд „СЕС“.

Постоянни разходи

*Разходи за персонала*

Разходите за персонала са моделирани въз основа на три съставни елемента за всяка категория труд (първа, втора и трета) – среден брой на наетите лица, среден размер на възнагражденията, и размер на осигурителните вноски.

По отношение на първия елемент, в техническия проект на АЕЦ „Белене“ е посочена численост на промишлено-производствения персонал от 678 човека за всеки от двата блока. Към тях са добавени 10% административен персонал, с цел да се гарантира безпроблемната експлоатация и управление на работата на електроцентралата.

По отношение на втория елемент, средният размер на осигурителния доход е изчислен по данни от Националния осигурителен институт (НОИ) за АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, ескалиран с темпа на средногодишната инфлация.[[1]](#footnote-1)

Третият елемент е моделиран съгласно допусканията за размера на осигурителните вноски по фондове и дял на работодателя, представени в табл. V.7.

Таблица V.7. Допускания за размер на осигурителните вноски

| **Осигурителни вноски** | **Процент** |
| --- | --- |
| Фонд "Пенсии" | 14.80 |
| Фонд "Общо заболяване и майчинство" | 3.50 |
| Фонд "Безработица" | 1.00 |
| Здравно осигуряване | 8.00 |
| **Задължително социално осигуряване** | **27.30** |
| Дял за работодателя - трета категория труд | 16.38 |
| Дял за работодателя - първа и втора категория труд | 19.38 |
| Дял за осигурения | 10.92 |
| **ДЗПО-универсален фонд** | **5.00** |
| Дял за работодателя | 2.80 |
| Дял за осигурения | 2.20 |
| **ДЗПО-професионален фонд 1-ва категория** | 12.00 |
| **ДЗПО-професионален фонд 2-ра категория** | 7.00 |
| **Фонд "Трудова злополука и професионална болест"** | 0.90 |
| **Осигурителни вноски за сметка на работодателя- 1-ва категория труд** | **32.28** |
| **Осигурителни вноски за сметка на работодателя- 2-ра категория труд** | **27.28** |
| **Осигурителни вноски за сметка на работодателя- 3-та категория труд** | **20.08** |

Източник: Съставена от авторите по данни на НОИ и социално-осигурителното законодателство.

*Разходи за ядрено гориво*

Обичайно ядрените електроцентрали с цел сигурност доставят ядрено гориво на базата на дългосрочни договори с конфиденциален характер, като предвид дългосрочния им характер се получава разминаване между пазарната и договорната цена.

Разходите за ядрено гориво в модела стъпват върху разходите на АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД за 2021 г. от Бизнес програмата за 2017-2021 г., като са ескалирани за периода на експлоатация на АЕЦ „Белене“. Причината за избора на тази година е, че до 2021 г. АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД поетапно ще премине към нов тип гориво с цел оптимизиране на ядрено-горивния цикъл, като това гориво е сходно с горивото, предвидено да се използва от АЕЦ "Белене".

*Разходи за текущи ремонти, външни услуги, застраховки на имущество и ядрена вреда*

Тези разходи са моделирани въз основа на разходите на АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, тъй като двете ядрени мощности имат почти идентичен капацитет, реакторна инсталация, технически и експлоатационни характеристики и параметри, и функционират в еднаква социално-икономическа среда.

Разходите за текущи ремонти са предвидени след третата година от влизане в експлоатация на всеки блок на АЕЦ "Белене", съответно четвъртата година за Блок 1, и петата година за Блок 2. Разходите за текущи ремонти са прогнозирани на база заложените стойности за 2017 г. в Бизнес програмата на АЕЦ Козлодуй за 2017-2021 г. Тъй като в този документ разходите за текущи ремонти съдържат 2 компонента – разходи за материали и разходи за услуги, то в перо „текущи ремонти” на модела са заложени само частта от разходите за услугите, а частта за материалите е прогнозирана към перо „материали” по-долу.

Разходите за външни услуги са прогнозирани на база заложените стойности за 2017 г. в Бизнес програмата за 2017-2021 г., а разходите за застраховки на имущество и ядрена вреда са прогнозирани на база данни от отчетите за дейността на АЕЦ „Козлодуй”.

Променливи разходи

*Разходи за водоползване*

Разходите за водоползване са моделирани по следния алгоритъм – в съответствие с посоченото сходство на техническите и експлоатационните характеристики на АЕЦ „Козлодуй“ и АЕЦ „Белене“ е изчислен прогнозен разход за водоползване на 1 mWh произведена електроенергия към 2017 г., въз основа на данни от бизнес плана на АЕЦ „Козлодуй“. Тази стойност е ескалирана до края на референтния период на проекта. Разходите за водоползване за всяка година са изчислени като произведение на прогнозния разход за единица произведена електроенергия и произведеното количество за съответната година.

*Разходи за материали*

Разходите за материали са изчислени по представения алгоритъм за моделиране на разходите за водоползване. При изчисляването на стойността на разходите на 1 mWh е заложена сумата на разходите от перо "материали" и разходите по компонент "материали" от перо "текущи ремонти" за 2017 г. в Бизнес програмата на АЕЦ Козлодуй за 2017-2021 г.

Разходи за управление на радиоактивни отпадъци, за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения, и за фонд СЕС

*Разходи за управление на радиоактивни отпадъци*

Държавите, които експлоатират ядрени мощности, трябва да намерят дългосрочно и постоянно решение на управление на радиоактивните отпадъци от отработеното гориво. „Общоприета възможност е изграждането на дълбоко геоложко хранилище. The Waste Isolation Pilot Plant в Карлсбад, Ню Мексико, САЩ е единственото в света геоложко съоръжение за радиоактивни отпадъци (в експлоатация от 1999 г. за депониране на отпадъци от Програмата на САЩ за ядрена отбрана). Все още никъде няма изградено гражданско хранилище.“[[2]](#footnote-2)

В модела се предвиждат разходи за дълбоко геоложко съоръжение за погребване на високо актовни отпадъци, но и за средно активни дългоживущи отпадъци, които не се приемат в повърхностното Национално хранилище „Радиана“.

В рамките на срока на експлоатация на блоковете ОЯГ се съхраняват на площадката от оператора, но след това отговорността се прехвърля на държавата, т.е. ако до тогава няма геоложко хранилище, то ще следва да се съхранява в междинно, каквито са плановете за ОЯГ и РАО от АЕЦ Козлодуй. Практически, АЕЦ „Козлодуй“ няма и няма да има такива съоръжения, а те се планират като собственост на ДП „РАО“, т.е. на държавата.

Разходите за управление на радиоактивните отпадъци са изчислени при допускането, че в България ще се изгради дълбоко геоложко хранилище, чиято стойност към 2017 г. е 3 млрд. евро[[3]](#footnote-3), като с това допускане се спазват най-високите изисквания по отношение на РАО. Тъй като в това хранилище ще се депонира отработено ядрено гориво от АЕЦ „Козлодуй” и АЕЦ „Белене”, които имат сходен капацитет, е направено допускането, че всяка от централите трябва да осигури половината от необходимите средства (по 1.5 млрд. евро). Тази сума е завишена с 10%, за да се покрият разходите по погребването на ниско и средно активните радиоактивни отпадъци. Тези разходи са ескалирани до 2087 г. и е изчислен размерът на средствата, които ще трябва да бъдат натрупани към тази година. Общият размер на тези средства ще се формира от два компонента – натрупаните отчисления за управление на РАО и натрупаните лихви по тях. Работи се с допускането, че отчисленията за РАО ще се набират годишно на база на произведеното количество електроенергия и ще се натрупват в специален фонд РАО, като върху натрупаните средства ще се начислява годишна лихва в размер на 3% на годишна база. Допускането за размера на лихвата е направено с оглед прилаганата средногодишна инфлация за ЕС в размер на 1.8% за целия период на проекта.

*Разходи за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения*

Разходите за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения (ИЕЯС) са изчислени съгласно разработка на Европейската комисия „commission staff working document accompanying the document Communication from the Commission Nuclear Illustrative Programme Presented under Article 40 of the Euratom Treaty – Final (after opinion of EESC){COM(2017) 237 final}, Brussels, 2017“, в която се съдържат оценки за разходите за извеждане от експлоатация на всички страни-членки, които имат ядрени мощности.

Работният документ е разработен, за да подпомогне анализите за Nuclear Illustrative Programme of the Commission (PINC) и данните са събирани от множество източници, вкл. от страните-членки и операторите на ядрени съоръжения чрез въпросници.

За България оценката възлиза на 0.6 млрд. евро на 1000 mW към 2017 г. Въз основа на ескалация на разходите до 2087 г. е изчислен размерът на средствата, които ще трябва да бъдат натрупани към тази година. Общият размер на тези средства ще се формира от два компонента – натрупаните отчисления за ИЕЯС и натрупаните лихви по тях. Работи се с допускането, че отчисленията за ИЕЯС ще се набират годишно на база на произведеното количество електроенергия и те ще се натрупват в специален фонд ИЕЯС, като върху натрупаните средства ще се начислява годишна лихва в размер на 3% на годишна база. Допускането за размера на лихвата е направено с оглед прилаганата средногодишна инфлация за ЕС в размер на 1.8% за целия период на проекта.

*Отчисления за Фонд СЕС*

Прогнозирани са отчисления за Фонд СЕС в размер на 5% от ежегодните приходи от продажба на електроенергия до 2047 г.

#### Основни допускания за други групи разходи

*Разходи за реинвестиции и капиталови ремонти*

Съгласно Закона за безопасно използване на ядрената енергия, издаваната лицензия за експлоатация на ядрени съоръжения от Агенцията за ядрено регулиране (АЯР) е със срок на валидност от 10 години. Поради това е предвидено преиздаване на лицензията на всеки 10 години, като всяка девета години са планирани разходи за капиталови ремонти, с които да се отговори на изискванията за издаване на лицензията.

Предвидени са и разходи за реинвестиция в 2 турбини в съответствие с 40-годишния им срок на експлоатация.

*Разходи за амортизации*

Всички капитализирани разходи, т.е. инвестиционни разходи, лихви и такси по време на строителството и капиталови разходи, се амортизират по метода на линейната амортизация.

Съгласно техническия проект, проектният срок на експлоатация на оборудването на АЕЦ „Белене” е 60 години, като само срокът на експлоатация на двете турбини е 40 години. По тази причина в модела цялото оборудване се амортизира за срок от 60 години, а само 2-те турбини – за 40 години, като са предвидени разходи за съответна реинвестиция.

*Разходи за данъци*

Разходите за данъци се изчисляват на базата на прогнозираните финансови потоци и съответната прогнозна облагаема печалба. Тази печалба се облага със съществуващите данъчни ставки за корпоративно облагане и изискванията на счетоводната нормативна уредба в България.

#### Основни допускания за производството и приходите

За изчисляване на годишното производство на АЕЦ „Белене” е необходимо да се направят допускания на още два параметъра в допълнение към вече описаните допускания по отношение на натоварването и работата на мощностите – ниво на натоварване (dispatching rate) и дял на електроенергията за собствени нужди. По отношение на първия параметър моделът е разработен при 100% натоварване, като това е един от параметрите, по които е тествана чувствителността на модела.

В техническия проект е посочено, че делът на електроенергията за собствени нужди е 7-8% от производството. На базата на експертна оценка е прието, че до 2047 г. този дял е 7%, а след това до края на експлоатационния период – 8%.

По отношение на цените, моделът използва резултатите от Дейност III. „Изследване на тенденциите на развитие на енергийните пазари в Европа и възможностите на България да продължи да бъде износител на електроенергия”. Това обхваща и анализ на ценовите нива на електроенергията на енергийните борси и сравнение с тези на енергията, произвеждана в страната (вж. табл. V.8 и табл. V.2).

Таблица V.8. Прогнозни цени на вътрешния и регионалния пазари, евро/MWh

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | **2030** | **2035** | **2040** |
| **Цени на вътрешен пазар** |  |  |  |
| Цена на електроенергия – максимален сценарий | 71,06 | 77,14 | 81,17 |
| Цена на електроенергия – минимален сценарий | 56,72 | 59,22 | 61,41 |
| Цена на електроенергия – среден сценарий | 63,89 | 68,18 | 71,29 |
| **Цени на регионален пазар** |  |  |  |
| Среднопретеглена регионална цена само за България, Гърция, Румъния и Унгария  Сценарий 3 – Конвергенция само между страните в ЕС при ниска въглеродна интензивност | 66,07 | 71,39 | 75,12 |
| Среднопретеглена регионална цена само за България, Гърция, Румъния и Унгария и частично за Сърбия и Турция  Сценарий 6 – Конвергенция между страните в ЕС и частична с Турция и Сърбия при висока въглеродна интензивност | 70,46 | 76,74 | 80,77 |

Забележка: В Дейност III на проекта са изготвени прогнози за максимален и минимален сценарий, а средният сценарий е получен като средна аритметична стойност на двата сценария.

Източник: Резултати от Дейност III на проекта.

Тъй като цените на вътрешния пазар са разработени с времеви хоризонт до 2030 г., а цените за регионалния пазар са разработени с времеви хоризонт до 2040 г., които чувствително предхождат времевия хоризонт на модела, който е до 2087 г., то всички цени са ескалирани с 1% на година. За цените на вътрешния пазар ескалирането е за периода 2031-2087 г., а за цените на регионалния пазар – за периода 2041-2087 г.

#### Основни допускания за нетния оборотен капитал

Нетният оборотен капитал е изчислен като салдо между прогнозните краткосрочни вземания и прогнозните краткосрочни задължения. Краткосрочните вземания се прогнозират като произведение на средния брой на дните за реализация на вземанията (30 дни) и прогнозните продажби, а краткосрочните задължения се прогнозират като произведение на средния брой на дните за плащане на задълженията (30 дни) и прогнозните оперативни разходи. В модела се включва изменението на нетния оборотен капитал между отделните години.

#### Допускания по основните параметри на кредита

Основните параметри на кредита са изчислени въз основа на проучване на информация за финансиране на подобни проекти и са следните:

* първоначални такси – 2.5%;
* SWAPrate 1.01%[[4]](#footnote-4) + надбавка за структуриране 0.2% = 1.21% фиксирана лихва;
* рискова надбавка на лихвата – 3.75%;
* такса ангажимент (върху неусвоената сума) – 1.31%;
* гратисен период – срок на строителство + 6 месеца;
* срок на погасяване – 20 години = 240 месеца.

При тези параметри размерът на лихвения процент на необходимия кредитен ресурс за реализиране на проекта е в рамките на 4.96%.

Общата величина на кредита се отличава при различните сценарии, предвид презюмираните съотношения дълг/собствен капитал – съответно 50/50, 60/40 и 70/30. Погасителният план е еднакъв за всички варианти от гл.т. на период на погасяване и гратисен период, като стойностите на погасителните вноски и лихвените плащания варират при различните варианти поради различния размер на дълга.

Сумите на първоначалната такса, таксата ангажимент (върху неусвоената сума) и лихвите по време на строителството се заплащат от инвеститора, но тъй като те са извън сумата на собствения капитал, при стартирането на погасяването на основния дълг, тези суми се оформят като нов кредит, който се погасява при същите условия, както и основния кредит.

Параметрите на кредита са определени на база международната практика при финансиране на подобни проекти.Практиката на OECD показва, че обичайно срокът за изграждане, съответно срокът на теглене на кредита за ядрени проекти е около 6-7 години. За настоящия проект е приет срок от 8 години предвид техническите особености на проекта. Срокът за погасяване обичайно е 18 години, което е близко до възприетия за настоящия проект срок от 20 години.[[5]](#footnote-5) Размерът на фиксираната лихва за настоящия кредит – 1.21% е близък до препоръчителния от OECD размер за кредити за финансиране на ядрени проекти с 18 годишен период на погасяване Тя с получава като сума от доходността на 10-годишните германски държавни ценни книжа + 120 bps[[6]](#footnote-6); при 0.3% доходност на 10-годишните германски държавни ценни книжа и 1.2% еквивалент на 120 bps, което това прави 1.55% общ размер на лихвата).

#### Допускания по формирането на финансовите потоци на проекта

За всеки от посочените шест варианта, формирани в зависимост от финансирането на проекта, моделът съдържа отделен електронен лист (таблица), в който се изчисляват съответните финансови потоци.

За всеки вариант се изчисляват отчет за приходите и разходите (в т.ч. облагаема печалба, данъци, нетна печалба за разпределение и дивидент) и отчет за паричните потоци. За Варианти 1, 2 и 3, където е налице 100% участие на частен инвеститор, прогнозният дивидент се изплаща само за него. При Варианти 4, 5, и 6, където е налице участие на държавата с апорт в размер на 1,17 млрд. евро, дивидентът се разпределя между частния инвеститор и държавата в зависимост от съотношението на апорта на държавата и паричната вноска от частния инвеститор в общия размер на собствения капитал за съответния вариант. При Вариант 4 това съотношение е 77,7/22,3, при Вариант 5 – 72,1/27,9, и при Вариант 6 – 62,8/37,2. Делът на държавата при разпределянето на дивидента расте, тъй като размерът на апорта е постоянна величина, а в същото време делът на собствения капитал в общото финансиране на проекта намалява от 50% (при Вариант 4) на 30% (при Вариант 6).

Въз основа на прогнозираните финансови потоци, за всеки вариант се изчисляват следните показатели:

* финансови показатели, общо за проекта преди финансиране – нетна настояща стойност (NPV) и вътрешна норма на възвръщаемост (IRR);
* финансови показатели след финансиране – за Варианти 1, 2 и 3 е изчислена вътрешната норма на възвръщаемост на частния инвеститор (IRR), а за Варианти 4, 5 и 6 е пресметната и вътрешната норма на възвръщаемост за държавата. Начинът за изчисляване на двете групи показатели е разгледан в следващото изложение.

### Оценка на финансовата жизнеспособност на проекта

Генерираните от модела финансови потоци дават възможност за оценка на финансовата жизнеспособност на проекта по две направления:

* оценка на „изгладените“ разходи за производството на електрическа енергия (Levelised cost of electricity – LCOE);
* оценка на нетната настояща стойност (NPV) и вътрешната норма на възвръщаемост (IRR).

И двете направления са еднакво подходящи за оценка на инвестиционни проекти в областта на енергетиката от гл.т. на тяхната доходност.

**Оценка на „изгладените“ разходи за произведената електрическа енергия**

„Изгладените“ разходи за производството на електрическа енергия представляват съотношение между дисконтираните:

* разходи за проекта, в т.ч. капиталови разходи, разходи за експлоатация и управление, разходи за ядрено гориво, разходи за управление на радиоактивни отпадъци и разходи за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения;
* количество произведена електроенергия за целия референтен период на проекта.

Показателят е единен за целия проект, при него не се разглеждат варианти. Той се изчислява по следната формула:

,

където:

*Capitalt* е общо капиталови разходи по проекта за година *t*

*O&Mt* – общо разходи за експлоатация и поддръжка по проекта за година *t*

*Fuelt* – общо разходи за ядрено гориво по проекта за година *t*

*Dt* – общо разходи за управление на радиоактивни отпадъци и разходи за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения по проекта за година *t*

*MWht* – общо произведено количество електроенергия за година *t*

*(1+r)-t* – дисконтов фактор за година *t.*

Стойността на показателя LCOE показва цената, при която проектът става печеливш *(break-even),* т.е. ще генерира достатъчно парични потоци не само да покрива всички разходи (в т.ч. капиталови и оперативни), но и да осигури възвръщаемост на инвестирания капитал, която е съпоставима с възвръщаемостта от алтернативни капиталовложения, но не по-висока.

Този подход елиминира необходимостта от прогнозиране на бъдещите нива на цените на електроенергията, при която съществува голяма доза несигурност и много често зависи от политически решения, непазарни елементи, субсидии и др. в различните страни. LCOE е прозрачен и широко използван показател от Международната агенция по енергетика (International Energy Agency – IEA) и Агенцията за ядрена енергетика (Nuclear Energy Agency – NEA) към Организацията за икономическо сътрудничество и развитие (Organization of Economic Co-operationand Development – OECD) при анализи на енергийни проекти. В последния доклад относно прогнозните разходи за производство на електроенергия от 2015 г.[[7]](#footnote-7) на IEA/OECD/NEA е оценен LCOE на проекти в различните енергийни сектори, в т.ч. ядрена енергетика, като са приложени *„три различни реални норми на дисконтиране: 3% дисконтова норма (съответстваща приблизително на социалните разходи за капитала), 7% дисконтова норма (съответстваща приблизително на нормата на възвръщаемост на дерегулирани или преструктурирани пазари), и 10% дисконтова норма (съответстваща приблизително на нормата на възвръщаемост при високорискови пазари)“*.

**Оценка на нетната настояща стойност и вътрешната норма на възвръщаемост**

Второто методологическо направление включва изчисляване на нетната настояща стойност (NPV) и вътрешната норма на възвръщаемост (IRR).

NPV на проекта се изчислява чрез дисконтиране на номиналните нетни парични потоци чрез прилагане на подходяща дисконтова норма. Стойността на NPV се влияе силно от стойността на прилаганата дисконтова норма, както и от нивото на цените. В тази връзка се приема, че ако NPV е положителна величина, то проектът е рентабилен.

IRR представлява дисконтовата норма, при която NPV на проекта става равна на 0. Проектът е рентабилен, ако IRR е равна или по-висока от дисконтовата норма, приложена за изчисляване на NPV.

Посочените два показателя са изчислени, както следва:

* ***NPV и IRR общо за проекта, преди финансиране***. За целта се използва нетен паричен поток, формиран от следните елементи:

*Нетен паричен поток = EBITDA – Capex – CWC – T,*

където:

*EBITDA (Earnings before interest, taxation, depreciation and amortization)* е разликата между приходите и разходите на проекта преди изплащане на лихви и начисляване на амортизации)

*Capex –*общо капиталови разходи по проекта

*CWC (Change in working capital) –* промяната в оборотния капитал

*Т* –величината на корпоративния данък.

* ***IRR за инвеститора***. За целта се използва нетен паричен поток, формиран от следните елементи:
  + *през годините, обхващащи фазата на строителството* – паричният поток се формира от средствата, които частният инвеститор и държавата са авансирали в проекта като свое участие. При Варианти 1, 2 и 3, където няма участие на държавата, това е съответно 50, 40 и 30% от стойността на общите капиталови разходи на проекта, в съответствие с приетото съотношение дълг/собствен капитал. При Варианти 4, 5 и 6 има участие на държавата с апорт, който е един и същ в трите варианта (1,17 млрд. евро), както и участие на частен инвеститор. В резултат от различните съотношения дълг/собствен капитал при Варианти 4, 5 и 6 и непроменящия се размер на апорта, размерът на участие на частния инвеститор също се променя.
  + *през годините, обхващащи фазата на експлоатация на новоизградената инфраструктура* – паричният поток се формира от дивидента, който частният инвеститор и държавата получават в резултат от участието си в проекта. Дивидентът се калкулира след получаване на нетна печалба за разпределение, т.е. след погасяване на лихви и главници по кредита и данък печалба, и се разпределя за инвеститора и държавата само при наличие на достатъчни по размер парични потоци.

Ключов момент при калкулирането на NPV и при оценката на IRR е прилаганата дисконтова норма. Определянето на адекватна дисконтова норма изисква анализ на претеглените средни разходи за капитала (Weighted Average Cost of Capital – WACC). Разходите за капитала зависят от съотношението на източниците на финансирането му (дълг/собствен капитал) и възнаграждението, което те получават като компенсация за предоставяне на това финансиране. Финансиращите институции търсят по-ниска възвръщаемост на своите средства предвид факта, че те изпреварват инвеститорите на „опашката“ за получаване на средства (плащанията по лихвите и главниците се извършват преди калкулирането на печалбата и изплащането на дивидента). Лицата, авансиращи собствен капитал, получават възвръщаемост под формата на дивиденти (в случай на достатъчни по размер парични потоци) и под формата на евентуален ръст на цената на техните акции, което зависи от пазарната конюнктура.

Претеглените средни разходи за капитала се определят прилагайки подхода, че разходите за капитала на една компания са средно претеглената величина от разходите за собствен капитал и разходите за дългово финансиране. Това е илюстрирано чрез следната формула:



където:

*WACC*са претеглени средни разходи за капитала

*D*– размер на дълговото финансиране

*E*– размер на финансирането от собствен капитал

*Re* – търсената доходност от лицата, авансирали собствен капитал

*Rd* – цената на дълга

*Tc* – ставката на корпоративния данък.

Цената да дълга (Rd) се определя чрез изчисляване на IRR на финансовия поток на дълга. Този поток включва всички параметри на дълга: първоначална такса, усвоени средства за всяка година, лихви по време на строителството, такса ангажимент върху неусвоената сума, погасителните плащания по главницата и лихвите. Тези суми се разпределят в зависимост от годината, в която възникват и въз основа на тях се изчислява IRR на финансовия поток на дълга. Тъй като за настоящия проект се разглеждат 6 варианта с различно съотношение дълг/собственост, за всеки от тях се изчислява отделно Rd (вж. табл. V.9).

Таблица V.9. Цена на дълга при разглежданите варианти

|  |  |
| --- | --- |
| **Вариант** | **Цена на дълга (Rd) (%)** |
| Вариант 1 и 4 | 6,23 |
| Вариант 2 и 5 | 6,26 |
| Вариант 3 и 6 | 6,28 |

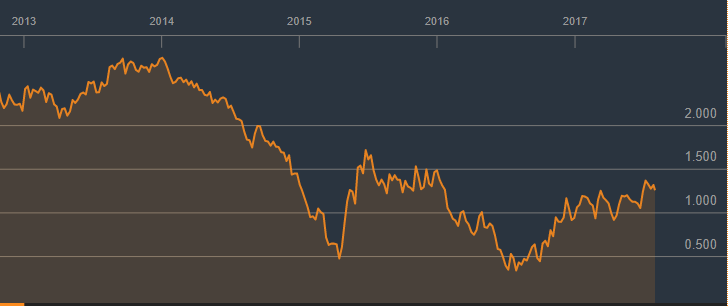
Източник: Собствени изчисления.

Търсената доходност от лицата, авансирали собствен капитал , се определя чрез прилагането на ***Модела за оценяване на капиталовите активи*** *(Capital Asset Pricing Model – CAPM)*. CAPM е стандартна теоретична рамка за оценка на търсената доходност от собствен капитал. Моделът приема, че търсената доходност от собствения капитал може да се определи като сума от: (1) нивото на възвръщаемост от безрискови инструменти; (2) рискова надбавка за държавата (т.нар. асиметричен риск, свързан с държавата); (3) надбавка за бизнес риск; (4) надбавка за асиметричен проектен риск.

*Ниво на възвръщаемост от безрискови инструменти*. Регулаторните власти и органите за защита на конкуренцията обичайно считат държавните облигации за най-подходящия еквивалент на безрискови инструменти. За европейски проекти доходността по 30-годишни германски облигации, деноминирани в евро, е най-подходящото допускане за ниво на възвръщаемост от безрискови инструменти, предвид факта, че референтният период на проекта е 60-годишен. Динамиката на доходността от тези облигации е представена на фиг. V.5.

Динамиката на доходността от 30-годишни германски облигации бележи тенденция към спад в периода 2014-2016 г. Средната доходност за периода е 1.331%, като пиковете са през януари 2014 г. (2.77%) и януари 2016 г. (1.49%), а най-големите спадове са през април 2015 г. (0.48%) и юли 2016 г. (0.34%). От началото на 2017 г. се наблюдава тенденция към растеж на доходността, като средно за периода тя е 1.141%. Тъй като това е много кратък период от гл.т. на прогнозирането, за целите на настоящата задача се приема, че нивото на възвръщаемост от безрискови инструменти ще бъде равно на средното за тригодишния период 2014-2016 г. (1.331%).

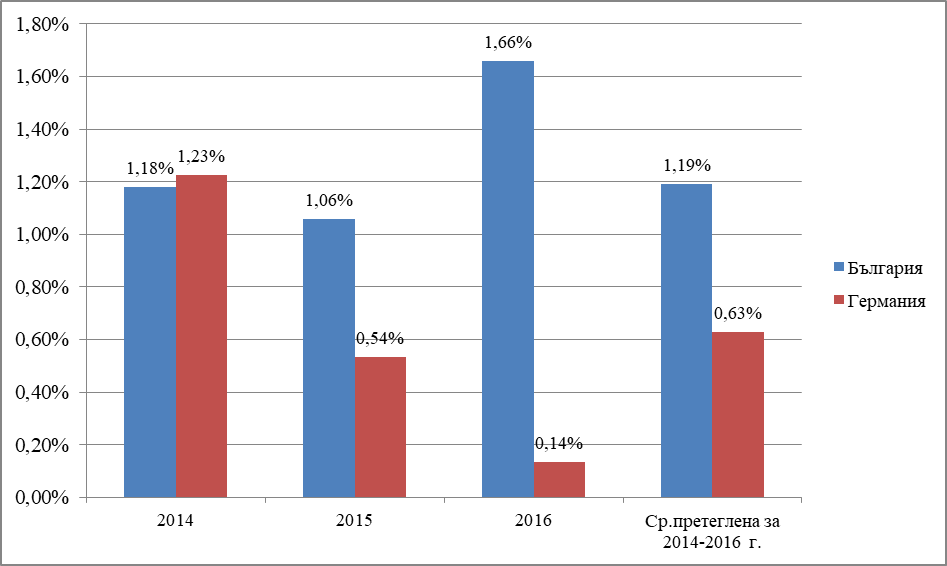
Фигура V.5. Доходност от 30-годишни германски облигации за периода 2013-2017 г.



Източник: Bloomberg.

*Рискова надбавка за държавата*. В практиката инвеститорите винаги изискват допълнителна доходност, свързана с риска, че изпълняват проект в дадена държава. Обичайният измерител на този риск е разликата в доходността между инструменти с еднаква доходност на държавата, в която ще се изпълнява проекта, и държава с нисък риск. В случая с настоящия проект, това може да се изпълни като се сравни доходността на държавни ценни книжа с еднаква продължителност на България и Германия. Поради дългия референтен период на проекта е необходимо да се работи с държавни ценни книжа с най-дългия възможен падеж. В България това е 10 години, поради това съпоставката на доходността ще бъде направена с 10-годишни германски ценни книжа (вж. фиг. V.6).

Фигура V.6. Доходност от 10-годишни германски и български облигации за периода 2014-2016 г.



Източник: Bloomberg, Министерство на финансите на Република България.

Данните показват колебания в доходността от 10-годишни облигации както в Германия, така и в България, но като цяло за периода 2014-2016 г. доходността от българските ценни книжа е по-висока поради по-високия риск на страната. За целите на оценката на настоящия проект се приема, че рисковата надбавка за държавата ще бъде разликата между среднопретеглената доходност между двете държави за периода 2014-2016 г. (0.56%).

*Надбавка за бизнес риск*. Тази надбавка представлява допълнителната възвръщаемост над доходността от безрискови инструменти, която инвеститорите търсят, за да инвестират в даден сектор. Тя се изчислява по формулата ERP\*β, където ERP (equity risk premium) е доходността, която инвеститорите търсят над доходността от безрискови инструменти, а β измерва колебанията (volatility) на съответния сектор спрямо икономиката на страната. В България не се публикува официална статистика относно доходността от корпоративни ценни книжа както общо, така и по отделни сектори.Съгласно изследване на Норвежката банка за инвестиционен мениджмънт,ERP средно за Европа е 5.8%.[[8]](#footnote-8) Според изследването на проф. А. Дамодаран, публикувано в „Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2017 Edition“[[9]](#footnote-9), ERP за България е 6.65%. За целите на настоящето изследване ще бъде приложена тази стойност. И в двете изследвания стойностите на ERP са определени въз основа на исторически данни. Това е единият от двата подхода за изчисляване на ERP. Другият подход е въз основа на социологическо проучване на очакванията на инвеститорите. Резултати от подобно проучване са публикувани в „Electricity Generation Costs and Hurdle Rates”[[10]](#footnote-10)очакваната от инвеститорите доходност на ядрени проекти варира в диапазона 9.7-13.6%, като за средна се приема стойността от 11.7%. Тези стойности са по-високи от реално постиганите, затова за целите на настоящето изследване ще бъде приложена стойността от 6.65%.

Коефициентът β се приема за 0.87 в съответствие със средния коефициент, получен от изследване на европейски енергийни дружества (вж.фиг. V.7).

Фигура V.7. β коефициенти за доходността на капитала на европейските енергийни дружества



Източник: Economic analysisforthePaks II nuclearpowerproject, September 2015, Rothschild.

В резултат от направените допускания, надбавката за бизнес риск за оценявания проект се изчислява като0.87\*6.65% и е равна на 5.79%.

*Надбавка за асиметричен проектен риск*. Този вид риск е свързан с изпълнението на големи инвестиционни проекти, при които се изпълняват строителни дейности. Проявленията му обикновено са удължаване на периода на строителство над първоначално предвидения, допълнително нарастване на разходите за строителство, проблеми с качеството и др. Вкарването на инвестиционния компонент от проекта в рамките на т.нар. ЕРС договор (Engineering, procurement and construction – проектиране, доставка и строителство) с фиксирана цена и клаузи за изграждане до ключ значително намалява вероятността от настъпване на посочените рискове. Обичайната надбавка за асиметричен риск за проекти в ядрената енергетика е около 0.5-1%, която се използва при оценката на настоящия проект.

На базата на направените допускания за четирите параметъра на , коефициентът се изчислява на (1.33% + 0.56% + 5.79% + 1%) = 8.68%.

В разработения за оценката на проекта финансов модел има 6 варианта, като във Варианти 1 и 4 съотношението дълг/собствен капитал е 50/50, във Варианти 2 и 4 – 60/40, а при Варианти 3 и 6 – 70/30. Различните съотношения между дълга и собствения капитал предполагат и различен WACC, от което следва, че паричните потоци ще се дисконтират с различна дисконтова норма. Стойностите на WACC ще бъдат използвани като дисконтови норми за оценка на посочените 6 варианта (вж. табл. V.10).

Таблица V.10. Претеглени средни разходи за капитала (WACC) по варианти на проекта (%)

|  |  |
| --- | --- |
| **Варианти** | **WACC** |
| Вариант 1 и 4 | 7.14 |
| Вариант 2 и 5 | 6.85 |
| Вариант 3 и 6 | 6.56 |

Източник: Собствени изчисления.

# Резултати

Тук ще представим основните резултати, получени от разработените финансови анализи на проекта АЕЦ „Белене“.

#### Оперативни разходи и разходи за поддръжка

Оперативните разходи нарастват за периода на експлоатация на АЕЦ „Белене“, като средногодишните разходи за периода 2027-2047 г.(с цел да има съпоставимост, тъй като отчисленията за Фонд СЕС са за първите 20 години) са представени в табл. V.11.

Структурата на разходите на проекта АЕЦ „Белене“ е подобна на други проекти за изграждане и експлоатация на ядрена мощност. С най-високи и близки по стойност дялове са разходите за ядрено гориво и реагенти и текущи ремонти – съответно 18.5 и 18.8%. Следват разходите за външни услуги и персонал отново с близки стойности – съответно 15.7 и 15.4%. (вж. фиг. V.8).

Таблица V.11. Оперативни средногодишни разходи за периода 2027-2047 г.

|  |  |
| --- | --- |
| **Вид разходи** | **хил. евро** |
| Персонал | 63 368 |
| Ядрено гориво и реагенти | 75 954 |
| Водовземане и водоползване | 6 986 |
| Материали (без ядрено гориво) | 23 649 |
| Текущи ремонти | 77 558 |
| Външни услуги (без водоползване и ремонти) | 64 458 |
| Застраховка на имущество и ядрена вреда | 13 753 |
| РАО | 49 622 |
| ИЕЯС | 36 102 |
| **Всичко** | **411 449** |

Източник: Съставена от авторите на основа на получени резултати от модела.

Фигура V.8. Структура на оперативните разходи (средно за периода 2027-2087 г., %)

Източник: Съставена от авторите на основа на получени резултати от модела.

В теорията и практиката на финансовите анализи в областта на ядрената енергетика съществуват няколко основни еталонни сравнения по отношение на оперативните разходи.

Оперативни разходи и разходи за поддръжка, отнесени към нетно произведената електроенергия

Оперативните разходи и разходите за поддръжка включват разходите, необходими за ежедневната експлоатация на централата, като разходи за персонал, материали (без ядрено гориво), текущи ремонти, външни услуги и т.н. Еталонните им стойности, отнесени към единица нетно произведената електроенергия, са представени в табл. V.12.

С цел сравнение с еталонните стойности и елиминиране на влиянието на целия период на модела, оперативните разходи и разходите за поддръжка на АЕЦ „Белене“ са изчислени за първите 10 години, през които работят и двата блока и се извършват всички оперативни разходи (2030-2039 г.). Получената стойност е 10.49 евро/mWh, което е в рамките на средното на представените еталонни стойности и може да се интерпретира като доказателство за надеждността на получените резултати (вж. табл. V.12.).

Таблица V.12. Еталонни стойности на оперативните разходи и разходите за поддръжка на единица продукция

| **Източник на информацията за оперативни разходи и разходи за поддръжка** | **Средна стойност(евро/MWh)** |
| --- | --- |
| International Energy Agency, Protected Costs of Generating Electricity, 2010 (IEA-2010)  APR-1000 | 6,7 |
| IEA-2010  AP-1000 | 7,0 |
| IEA-2010  САЩ – Advanced Gen III+ | 9,7 |
| Deutsches Institutfür Wirtschaftsforschung, 2013. Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050  Ristö, T. & Kivistö, A., 2008. Comparison of Electricity Generation Costs, Lappeenranta: Lappeenranta University of Technology Faculty of Technology Department of Energy and Environmental Technology | 10,0 |
| NEI, 2010. U.S. Electricity Production Costs and Components, Nuclear Energy Institute | 10,7 |
| International Energy Agency, 2010. Protected Costs of Generating Electricity  France –EPR | 12,1 |
| DIW-2013  CdC, 2012. Lescoûts de lafilièreélectronucléaire, Paris: CourdesComptes | 13,8 |
| DIW-2013  MacDonald, M., 2010. UK Electricity Generation Costs Update, Brighton - O&M Total | 16,1 |
| DIW-2013  EIA, 2011. Annual Energy Outlook, Washington DC: U.S. Energy Information Administration | 16,4 |

Източник: Съставена от авторите по данни от посочените източници.

Разходи за ядрено гориво

Еталонните стойности на разходите за ядрено гориво са събрани след проучване на различни практики и източници (вж. табл. V.13).

Разходите за гориво в модела за АЕЦ „Белене“ за 2030-2039 г. са 4.72 евро/mWh, което е на долната граница на еталонните стойности. По този начин се доказва, че приетите разходи за гориво в модела са обосновани от международната практика.

Таблица V.13. Еталонни стойности за разходите за ядрено гориво

| **Източник на информацията за разходи за ядрено гориво** | **Средна стойност(евро/MWh)** |
| --- | --- |
| NEI, 2010. U.S. Electricity Production Costs and Components, Nuclear Energy Institute | 4,7 |
| DIW-2013  IEA Fuel | 7,0 |
| DIW-2013  MacDonald, M., 2010. UK Electricity Generation Costs Update, Brighton | 6,0 |
| DIW-2013  Ristö, T. & Kivistö, A., 2008. Comparison of Electricity Generation Costs, Lappeenranta: Lappeenranta University of Technology Faculty of Technology Department of Energy and Environmental Technology | 5,0 |
| DIW-2013  CdC, 2012. Lescoûts de lafilièreélectronucléaire, Paris: CourdesComptes | 5,2 |
| DIW-2013  Parsons Brinckerhoff, 2012. Solar PV Cost Update | 5,8 |

Източник: Съставена от авторите по данни от посочените източници.

*Разходи за управление на радиоактивни отпадъци и за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения*

Разходите за управление на радиоактивни отпадъци и за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения за целия период до 2087 г. са представени в табл. V.14.

Таблица V.14. Разходи за управление на радиоактивни отпадъци и за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения на АЕЦ „Белене“

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Вид разход** | **Мерна единица** | **Стойност** |
| Разходи за управление на радиоактивни отпадъци | хил.евро | 3 311 160 |
| Средногодишни разходи за управление на РАО | евро/mWh | 3,77 |
| Разходи за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения | хил.евро | 2 408 116 |
| Средногодишни разходи за управление на ИЕЯС | евро/mWh | 2,74 |

Източник: Съставена от авторите на основа на получени резултати от модела.

Няма достатъчно информация относно налични еталонни стойности за разходи за РАО и ИЕЯС. Предвид факта, че във финансовия модел за АЕЦ „Белене“ тези разходи са разработени съобразно изисквания на работния документ на Европейската комисия – „CommissionStaffWorkingDocumentaccompanyingthedocumentCommunicationfromtheCommissionNuclearIllustrativeProgrammePresentedunderArticle 40 oftheEuratomTreaty–Final (afteropinionofEESC){COM(2017) 237 final}, Brussels, 2017,и е заложено спазването на най-високите изисквания, то получените резултати могат да се разглеждат като достатъчно аргументирани.

#### Оперативни приходи

Оперативните приходи при допускането за 100% натоварване на мощностите и изкупуване на цялата нето произведена електроенергия за всеки от петте сценария на цените са изложени в табл. V.15.

Таблица V.15. Оперативни приходи за периода 2027-2087 г. при различни сценарии за цените

| **Сценарии на цените** | **Приходи, хил.евро** |
| --- | --- |
| **Цени на вътрешен пазар** | |
| Цена на електроенергия – максимален сценарий | 85 356 779 |
| Цена на електроенергия – минимален сценарий | 65 038 395 |
| Цена на електроенергия – среден сценарий | 75 197 587 |
| **Цени на регионален пазар** | |
| Среднопретеглена регионална цена само за България, Гърция, Румъния и Унгария – Сценарий 3 | 79 177 177 |
| Среднопретеглена регионална цена само за България, Гърция, Румъния и Унгария и частично за Сърбия и Турция – Сценарий 6 | 85 039 857 |

Източник: Съставена от авторите на основа на резултати от Дейност III.

#### Сценарии на финансиране

Разработените 6 сценария по отношение на микса дълг/собствен капитал, частен инвеститор и българска държава, както и погасителните плащания по време на строителството и на експлоатацията са дадени в табл. V.16.

Таблица V.16. Сценарии за финансиране на проекта

|  | **Мярка** | **Вариант 1** | **Вариант 2** | **Вариант 3** | **Вариант 4** | **Вариант 5** | **Вариант 6** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Капиталови разходи – общо | хил.евро | 10527642 | 10527642 | 10527642 | 10527642 | 10527642 | 10527642 |
| Апорт на държавата | хил.евро |  |  |  | 1173475 | 1173475 | 1173475 |
| Дълг | % | 50 | 60 | 70 | 50 | 60 | 70 |
| Собствен капитал | % | 50 | 40 | 30 | 50 | 40 | 30 |
| Дълг | хил.евро | 5 263 821 | 6 316 585 | 7 369 350 | 5 263 821 | 6 316 585 | 7 369 350 |
| Собствен капитал | хил.евро | 5 263 821 | 4 211 057 | 3 158 293 | 5 263 821 | 4 211 057 | 3 158 293 |
| Първоначална такса | хил.евро | 131 596 | 157 915 | 184 234 | 131 596 | 157 915 | 184 234 |
| Такса ангажимент (върху неусвоената сума) | хил.евро | 384 912 | 469 832 | 554 752 | 384 912 | 469 832 | 554 752 |
| Лихва по време на строителството | хил.евро | 892 394 | 1 040 817 | 1 189 241 | 892 394 | 1 040 817 | 1 189 241 |
| Лихви по време на експлоатацията | хил.евро | 3 640 637 | 4 356 697 | 5 072 758 | 3 640 637 | 4 356 697 | 5 072 758 |
| Погасяване на главницата | хил.евро | 6 672 722 | 7 985 149 | 9 297 576 | 6 672 722 | 7 985 149 | 9 297 576 |
| **Обща стойност на инвестицията** | хил.евро | **11 936 543** | **12 196 206** | **12 455 869** | **11 936 543** | **12 196 206** | **12 455 869** |

Източник: Съставена от авторите на основа на получени резултати от модела.

Както е посочено по-горе, лихвите по време на строителството, първоначалната такса и таксата ангажимент върху неусвоената сума след стартирането на експлоатацията на електроцентралата се оформят като допълнителен заем към заема за финансиране на проекта, като този заем се погасява при същите условия, както и инвестиционния заем. В тази връзка погашенията по главницата и лихвите по време на експлоатацията за всички варианти в Таблица V.16 включват сумите за двата заема.

Разпределението само на собствения капитал в 6-те сценария е представено в табл. V.17.

Таблица V.17. Разпределение на собствения капитал на АЕЦ „Белене“

|  | **Мярка** | **Вариант 1** | **Вариант 2** | **Вариант 3** | **Вариант 4** | **Вариант 5** | **Вариант 6** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Частен инвеститор | хил.евро | 5263821 | 4211057 | 3158293 | 4090346 | 3037582 | 1984818 |
| Държава | хил.евро | 0 | 0 | 0 | 1173475 | 1173475 | 1173475 |
| Общо | хил.евро | 5263821 | 4211057 | 3158293 | 5263821 | 4211057 | 3158293 |
| ***Структура на собствения капитал*** | | | | | | | |
| Частен инвеститор | % | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 77.71 | 72.13 | 62.84 |
| Държава | % | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 22.29 | 27.87 | 37.16 |
| Общо | % | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |

Източник: Съставена от авторите на основа на получени резултати от модела.

#### Парични потоци и финансови съотношения

Чрез прилагане на представения методологически подход, проектът е оценен в две направления:

* оценка на „изгладените“ разходи за производство на електрическа енергия (Levelised cost of electricity – LCOE);
* оценка на нетната настояща стойност (NPV) и вътрешната норма на възвръщаемост (IRR).

Оценка на „изгладените“ разходи за произведената електрическа енергия

Изчислени са следните стойности на показателя LCOE за АЕЦ „Белене“: 55,80 евро/MWh при 3% дисконтова норма, 90,99 евро/MWh при 7% дисконтова норма и 125,75 евро/MWh при 10% дисконтова норма. В зависимост от избраната дисконтова норма, това е цената, при която проектът става печеливш *(break-even),* т.е. ще генерира достатъчно парични потоци не само да покрива всички разходи, но и да осигури възвръщаемост на инвестирания капитал, която е съпоставима с възвръщаемостта от алтернативни капиталовложения, но не по-висока. При съпоставка със стойностите на показателя LCOE за проекти в ядрената енергетика от доклада Projected Costs of Generating Electricity 2015, International Energy Agency (IEA/OECD/NEA)(вж.табл. V.18),може да се направи заключението, че тези стойности на проект АЕЦ „Белене“ са съизмерими, като трябва да се отчитат различията в технологиите, нетния капацитет на мощностите и времевите различия.

Таблица V.18. LCOE на проекти в ядрената енергетика (щатски дол./MWh, реални цени от 2013 г.)

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Страна** | **Технология** | **Нетен капацитет (MW)** | **LCOE при дисконтова норма** | | |
| **3%** | **7%** | **10%** |
| Белгия | Generation III | 1000-1600 | 51,45 | 84,17 | 116,81 |
| Финландия | ALWR | 1600 | 46,13 | 77,64 | 109,10 |
| Франция | ALWR | 1630 | 49,98 | 82,64 | 115,21 |
| Унгария | ALWR | 1180 | 53,90 | 89,94 | 124,95 |
| Япония | ALWR | 1152 | 62,63 | 87,57 | 112,50 |
| Корея | ALWR | 1343 | 28,63 | 40,42 | 51,37 |
| Словакия | LWR | 2х535 | 53,90 | 83,95 | 116,48 |
| Великобритания | ALWR | 3300 | 64,38 | 100,75 | 135,72 |
| САЩ | ALWR | 1400 | 54,34 | 77,71 | 101,76 |

Източник: Projected Costs of Generating Electricity 2015, International Energy Agency (IEA/OECD/NEA).

За целите на оценката на 6-те варианта на настоящия проект, са определени 3 различни дисконтови норми (WACC), в зависимост от различните съотношения на дълг/собствен капитал (вж. Таблица V.10). Тези стойности са много близки до международния еталон от 7%, използван за сравнение от IEA/OECD/NEA. Изчисленият LCOE на проекта при прилагането на тези норми е 92.42 евро/MWh при дисконтова норма 7.14%, 89,47 евро/MWh при дисконтова норма 6.85% и 86.59 евро/MWh при дисконтова норма от 6.56%.

Съпоставката на LCOE с петте прогнозни сценария на изменение на цените на електроенергията, представени в табл. V.8, дава най-добра илюстрация на това през коя година от експлоатационния период проектът става печеливш. Най-подходящите за целта са стойностите на LCOE, изчислени при дисконтова норма от 7%, тъй като по-горе при представянето на методологията на финансовия модел бе определена стойност на дисконтов фактор в диапазона от 6.56-7.14% за изчисляване на NPV и оценка на IRR на отделните варианти. Съпоставката на LCOE при дисконтова норма от 7% с петте ценови сценария е представена на фиг. V.9 и V.10.

Според получените резултати, цените достигат нивото на LCOE, при което проектът става печеливш при: а) максимален сценарий – през 2052 г. или на 26-та година от периода на експлоатация, б) минимален сценарий – през 2080 г. или на 54-та година от периода на експлоатация и в) среден сценарий – през 2065 г. или на 39-та година от периода на експлоатация (вж. фиг. V.9).

Фигура V.9. LCOE при дисконтова норма от 7% и цени на електроенергията за вътрешния пазар

Източник: Съставена от авторите на основа на получени резултати от модела.

При другите допускания за ценови равнища, те достигат нивото на LCOE, при което проектът става печеливш за: а) Сценарий 3 – през 2060 г. или на 34-та година от периода на експлоатация, б) Сценарий 6 – през 2052 г. или на 26-та година от периода на експлоатация (вж. фиг. V.10).

Фигура V.10. LCOE при дисконтова норма от 7% и цени на електроенергия при среднопретеглена регионална цена само за България, Гърция, Румъния и Унгария – Сценарий 3 и при само за България, Гърция, Румъния и Унгария и частично за Сърбия и Турция – Сценарий 6

Източник: Съставена от авторите на основа на получени резултати от модела.

Оценка на нетната настояща стойност и вътрешната норма на възвръщаемост

За всеки от шестте варианта на финансиране на проекта са прогнозирани финансови потоци и са изчислени:

* финансови показатели, общо за проекта преди финансиране – нетна настояща стойност (NPV) и вътрешна норма на възвръщаемост (IRR);
* финансови показатели след финансиране –за варианти 1, 2 и 3 е изчислена вътрешната норма на възвръщаемост на частния инвеститор (IRR), а за варианти 4, 5 и 6 е изчислена и вътрешната норма на възвръщаемост за държавата.

Тествана е чувствителността на тези показатели при:

* промяна в цените на електроенергия според разработените 5 сценария;
* промяна на нивото на натоварване на енергийните мощности – т.нар. dispatching rate (съответно 100 и 98%).

По този начин е изготвена специална матрица, която показва случаите на „засичане” на различни сценарии на цени на електроенергията и ниво на натоварване на производствените мощности, и съответно какво е тяхното отражение върху финансовите потоци общо на проекта преди финансирането и нивото на възвръщаемост на частния инвеститор и държавата.

Таблици V.19 и V.18 представят резултатите от анализа на чувствителността. На тази основа могат да бъдат направени окончателните изводи за финансовата жизнеспособност на проекта.

Таблица V.19. Влияние на ценовите сценарии и нивата на натоварване върху финансовите показатели – общо за проекта преди финансиране

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **Вариант 1** | **Вариант 2** | **Вариант 3** | **Вариант 4** | **Вариант 5** | **Вариант 6** |
| **Дисконтова норма** | **7,14%** | **6,85%** | **6,56%** | **7,14%** | **6,85%** | **6,56%** |
| **Цена на вътрешен пазар – максимален сценарий/Ниво на натоварване на мощностите – 100%** | | | | | | |
| NPV – общо проект | отрицателна | отрицателна | отрицателна | отрицателна | отрицателна | отрицателна |
| IRR – общо проект (%) | 5,25% | 5,17% | 5,09% | 5,25% | 5,17% | 5,09% |
| **Цена на вътрешен пазар – минимален сценарий/Ниво на натоварване на мощностите – 100%** | | | | | | |
| NPV – общо проект | отрицателна | отрицателна | отрицателна | отрицателна | отрицателна | отрицателна |
| IRR – общо проект (%) | 3,60% | 3,53% | 3,45% | 3,60% | 3,53% | 3,45% |
| **Цена на вътрешен пазар – среден сценарий/Ниво на натоварване на мощностите – 100%** | | | | | | |
| NPV – общо проект | отрицателна | отрицателна | отрицателна | отрицателна | отрицателна | отрицателна |
| IRR – общо проект (%) | 4,48% | 4,41% | 4,33% | 4,48% | 4,41% | 4,33% |
| **Цена на регионален пазар – Сценарий 3/Ниво на натоварване на мощностите – 100%** | | | | | | |
| NPV – общо проект | отрицателна | отрицателна | отрицателна | отрицателна | отрицателна | отрицателна |
| IRR – общо проект (%) | 4,80% | 4,73% | 4,65% | 4,80% | 4,73% | 4,65% |
| **Цена на регионален пазар – Сценарий 6/Ниво на натоварване на мощностите – 100%** | | | | | | |
| NPV – общо проект | отрицателна | отрицателна | отрицателна | отрицателна | отрицателна | отрицателна |
| IRR – общо проект (%) | 5,25% | 5,17% | 5,09% | 5,25% | 5,17% | 5,09% |

Източник: Съставена от авторите на основа на получени резултати от модела.

Таблица V.20. Влияние на ценовите сценарии и нивата на натоварване върху нивото на възвръщаемост на частния инвеститор/държавата (%)

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **Вариант 1** | **Вариант 2** | **Вариант 3** | **Вариант 4** | **Вариант 5** | **Вариант 6** |
| **Дисконтова норма** | **7,14%** | **6,85%** | **6,56%** | **7,14%** | **6,85%** | **6,56%** |
| **Очаквана доходност на капитала на инвеститора (Re)** | **8,68%** | **8,68%** | **8,68%** | **8,68%** | **6,26%** | **8,68%** |
| **Цена на вътрешен пазар – максимален сценарий/Ниво на натоварване на мощностите – 100%** | | | | | | |
| IRR – частен инвеститор | 5,05% | 5,20% | 5,64% | 5,27% | 5,45% | 5,98% |
| IRR – държава | - | - | - | 4,51% | 4,72% | 5,20% |
| **Цена на вътрешен пазар – минимален сценарий/Ниво на натоварване на мощностите – 100%** | | | | | | |
| IRR – частен инвеститор | 2,68% | 3,04% | 3,62% | 2,76% | 3,16% | 3,81% |
| IRR – държава | - | - | - | 2,44% | 2,79% | 3,37% |
| **Цена на вътрешен пазар – среден сценарий/Ниво на натоварване на мощностите – 100%** | | | | | | |
| IRR – частен инвеститор | 3,91% | 4,16% | 4,67% | 4,05% | 4,34% | 4,92% |
| IRR – държава | - | - | - | 3,53% | 3,81% | 4,33% |
| **Цена на регионален пазар – Сценарий 3/Ниво на натоварване на мощностите – 100%** | | | | | | |
| IRR – частен инвеститор | 4,37% | 4,58% | 5,04% | 4,54% | 4,79% | 5,33% |
| IRR – държава | - | - | - | 3,93% | 4,18% | 4,67% |
| **Цена на регионален пазар – Сценарий 6/Ниво на натоварване на мощностите – 100%** | | | | | | |
| IRR – частен инвеститор | 5,04% | 5,18% | 5,59% | 5,25% | 5,43% | 5,93% |
| IRR – държава | - | - | - | 4,49% | 4,70% | 5,17% |

Източник: Съставена от авторите на основа на получени резултати от модела.

Въз основа на резултатите от тестването на чувствителността на финансовите показатели по отношение на ценовите сценарии и промените в нивото на натоварване на мощностите могат да се изведат следните изводи за финансовата жизнеспособност на проекта:

***Общи финансови показатели за проекта преди финансиране***

* Най-важните финансови показатели на проекта са индиферентни по отношение на тестваните промени в цените. При нито една от общо 90 тествани комбинации от цени, натовареност и съответен вариант на финансиране не се получават едновременно положителни нетна настояща стойност и вътрешна норма на възвръщаемост над дисконтовата норма. Основната причина за това е, че прогнозираните равнища на цените за много дълъг период от време са под изчислената линия на „изгладените“ разходи за произведената електрическа енергия (при вариантите на проекта тя варира между 86.59 – 92.42 евро/MWh) (вж. таблица V.10, фиг.V.9 и фиг. V.10).

***Възвращаемост на частния инвеститор и държавата***

* Вътрешната норма на възвращаемост на частния инвеститор нараства с намаляване размера на собствения капитал, който инвеститорът авансира в съответния вариант – съответно тя е най-висока при Варианти 3 и 6 (при съотношение дълг/собствен капитал 70/30). Проектът не е рентабилен за инвеститора в нито един вариант и при нито една комбинация на цени и ниво на натоварване. При всички комбинации нормата на възвръщаемост на собствения капитал на инвеститора е по-ниска от прилаганата норма на дисконтиране за съответния вариант. При сравнение с очакваната доходност на капитала на инвеститора, проектът става още по-неизгоден.
* Вътрешната норма на възвращаемост на държавата нараства с увеличаване дела на кредитния ресурс (от Вариант 4 към Вариант 6), тъй като размерът на нейния апорт в абсолютна стойност е еднакъв за трите сценария, но делът му в общия размер на собствения капитал на дружеството расте в рамките на това движение. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал на държавата обаче е по-ниска от прилаганата норма на дисконтиране за всеки от разглежданите варианти, което прави проекта финансово нежизнеспособен от гл.т. на държавата. При сравнение с очаквана доходност на капитала на инвеститора проектът става още по- неизгоден. Нормата на възвращаемост на капитала на държавата е по-ниска от тази на частния инвеститор при Варианти 4, 5 и 6, тъй като нейният апорт включва сумите, изразходени по проекта до 2016 г.

# Заключение

Разработените финансови анализи обхващат богат спектър от възможни варианти, както за финансиране на изграждането на проекта, така и за неговата експлоатация по време на целия му жизнен цикъл. Използвани са 6 варианта на участие в капитала на проектната компания за изграждане на централата и финансиране на проекта, 5 варианта на прогнозни цени на вътрешния и регионалния пазар, където централата може да продава произведената от нея електрическа енергия, и 2 варианта на натоварване на мощностите. „Кръстосването“ на всички тези варианти води до общо 90 комбинации.

При нито една от тези 90 комбинации проектът не е финансово жизнеспособен. Това се случва и при най-високи цени, пълно натоварване и различно съотношение между собствен и привлечен капитал. Нетните парични потоци на проекта са отрицателни, а вътрешната му норма на възвръщаемост е под дисконтовата норма. **За илюстриране на тази важна тенденция** са изведени резултати от представителния вариант 6, при който собственик на проекта е дружество, чийто капитал се притежава от частен инвеститор и българската държава в съотношение 62.8/37.2 (делът на държавата представлява апортна вноска в размер на балансовата стойност на средствата, изразходени за проекта до 2016 г. – 1.17 млрд. евро), а съотношението дълг/собствен капитал е 70:30. Изборът на този вариант се аргументира с факта, че това би бил предпочитания от един потенциален инвеститор вариант, тъй като при него доходността от собствения капитал е най-висока, въпреки че е под разглежданите еталонни стойности, които биха направили проекта привлекателен за него.

Алгоритъмът за изчисляване на потенциалния недостиг на средства е следният:

1. Изчислени са средни разходи на единица произведена електроенергия за всяка една година от периода на експлоатация. Тези средни разходи включват: разходи за експлоатация и поддръжка, разходи за отчисления във фондовете РАО, ИЕЯС и СЕС, амортизации, данъци, лихви и погашения по главници[[11]](#footnote-11).
2. Изчислена е разликата между средните разходи по т.1 и приходите от произведената електрическа енергия, обвързани с ценовите сценарии за периода на експлоатация. Приходите по години са получени като количеството произведена електрическа енергия за съответната година е умножена по цената от съответния сценарии за същата година. Превишенията на средните разходи над приходите от продажбите за съответната година води до отрицателни стойности, което представлява потенциални загуби от дейността (Таблица V.21).

**Забележка: Не е проиграван с финансовия модел за АЕЦ „Белене” сценарий за 100% държавно участие.**

Ако се случат направените допускания от техническо, финансово и икономическо естество, проектът не трябва да се реализира. При съществени промени в тези параметри, финансовите резултати от проекта могат да претърпят корекции, които да го направят финансово жизнеспособен и привлекателен за изпълнение.

**Таблица V.21. Разлики между приходи и разходи, при различните ценови сценарии по години в периода на експлоатация, в млн. евро**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **2027** | **2028** | **2029** | **2030** | **2031** | **2032** | **2033** | **2034** | **2035** | **2036** | **2037** | **2038** | **2039** | **2040** | **2041** | **2042** | **2043** | **2044** | **2045** | **2046** | **2047** | **2048** |
| Цена на електроенергия – максимален сценарий | 234 | -248 | -474 | -441 | -403 | -359 | -343 | -349 | -282 | -228 | -231 | -186 | -168 | -121 | -94 | -92 | -62 | -2 | 25 | 15 | 23 | 398 |
| Цена на електроенергия – минимален сценарий | 152 | -412 | -638 | -650 | -615 | -578 | -562 | -561 | -543 | -509 | -510 | -474 | -457 | -419 | -394 | -386 | -360 | -312 | -287 | -282 | -277 | 78 |
| Цена на електроенергия – среден сценарий | 193 | -330 | -556 | -545 | -509 | -468 | -452 | -455 | -412 | -368 | -371 | -330 | -313 | -270 | -244 | -239 | -211 | -157 | -131 | -133 | -127 | 238 |
| Среднопретеглена регионална цена само за България, Гърция, Румъния и Унгария – Сценарий 3 | 219 | -275 | -499 | -514 | -465 | -420 | -402 | -404 | -366 | -329 | -323 | -279 | -259 | -212 | -186 | -182 | -154 | -97 | -70 | -76 | -69 | 300 |
| Среднопретеглена регионална цена само за България, Гърция, Румъния и Унгария и частично за Сърбия и Турция – Сценарий 6 | 248 | -219 | -443 | -449 | -398 | -352 | -335 | -339 | -287 | -245 | -241 | -195 | -176 | -127 | -100 | -98 | -69 | -8 | 19 | 9 | 17 | 391 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | **2049** | **2050** | **2051** | **2052** | **2053** | **2054** | **2055** | **2056** | **2057** | **2058** | **2059** | **2060** | **2061** | **2062** | **2063** | **2064** | **2065** | **2066** | **2067** | **2068** | **2069** | **2070** |
|  | 646 | 624 | 633 | 678 | 684 | 660 | 669 | 670 | 650 | 694 | 703 | 752 | 759 | 732 | 742 | 793 | 799 | 759 | 757 | 838 | 814 | 784 |
|  | 325 | 309 | 314 | 346 | 350 | 332 | 338 | 344 | 322 | 352 | 358 | 392 | 396 | 377 | 383 | 418 | 422 | 400 | 395 | 449 | 421 | 399 |
|  | 486 | 466 | 474 | 512 | 517 | 496 | 504 | 507 | 486 | 523 | 531 | 572 | 577 | 554 | 562 | 605 | 610 | 579 | 576 | 644 | 618 | 592 |
|  | 548 | 527 | 535 | 576 | 582 | 560 | 568 | 570 | 549 | 589 | 598 | 642 | 648 | 623 | 632 | 678 | 684 | 649 | 646 | 719 | 694 | 666 |
|  | 640 | 617 | 626 | 671 | 677 | 653 | 663 | 663 | 643 | 687 | 696 | 745 | 751 | 725 | 734 | 785 | 791 | 751 | 750 | 830 | 806 | 776 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | **2071** | **2072** | **2073** | **2074** | **2075** | **2076** | **2077** | **2078** | **2079** | **2080** | **2081** | **2082** | **2083** | **2084** | **2085** | **2086** | **2087** |  |  |  |  |  |
|  | 794 | 850 | 856 | 825 | 835 | 838 | 807 | 861 | 871 | 931 | 938 | 903 | 914 | 976 | 982 | 1,067 | 547 |  |  |  |  |  |
|  | 406 | 444 | 448 | 424 | 431 | 440 | 407 | 444 | 450 | 492 | 496 | 469 | 476 | 519 | 522 | 602 | 312 |  |  |  |  |  |
|  | 600 | 647 | 652 | 625 | 633 | 639 | 607 | 652 | 661 | 712 | 717 | 686 | 695 | 747 | 752 | 834 | 429 |  |  |  |  |  |
|  | 675 | 725 | 731 | 702 | 711 | 716 | 684 | 733 | 742 | 797 | 802 | 770 | 779 | 836 | 842 | 924 | 475 |  |  |  |  |  |
|  | 786 | 841 | 848 | 816 | 827 | 830 | 799 | 852 | 863 | 922 | 929 | 894 | 905 | 966 | 973 | 1,057 | 542 |  |  |  |  |  |

При ново иницииране на проекта и започване на преговори за изпълнението и финансирането му, много е вероятно да се получат промени в много от заложените параметри във финансовия модел. В началните етапи на преговори могат да се очакват да настъпят промени в инвестиционните разходи, а след това и в други съществени параметри.

Проектът има шансове да подобри съществено финансовите си резултати и да стане финансово жизнеспособен, ако се договорят по-ниски инвестиционни разходи в началото и края на изграждането на централата и се постигнат по-високи цени на продажба на електрическа енергия. Върху цените съществено влияние ще оказва процесът на либерализация, съобразно третия и подготвения четвърти енергиен пакет. Друг фактор, който може да подобри финансовите параметри на проекта е кредитния ресурс, който е необходим за финансиране на изграждането на АЕЦ „Белене“. Предвид факта, че тези промени са подвластни на динамиката на международните финансови пазари, те също трябва да се следят и информацията от тях да се използва при актуализация на финансовия модел.

**Забележка: Представените резултати от проиграването на финансовия модел на АЕЦ „Белене” са на база прогнозните пазарни цени за региона, получени преди 8 септември 2017 г., След тази дата бяха получени от Възложителя корекции по входните данни за модела на регионалните цени на електроенергия. Това доведе до по-ниски пазарни стойности на електроенергията и в трите прогнозни сценария, които бяха получени до този момент и са използвани при изчисленията във финансовия модел за реализиране на проекта АЕЦ „Белене”. Тези стойности бяха съгласувани от екипите на БЕХ и БАН на 11.09.2017 г. Поради краткото време, това не можа да бъде направено за Дейност V, където проиграването на модела и корекциите в обяснителния текст отнемат повече дни. Съгласно наше писмо до Възложителя, с изх. н-р 354/12.09.2017 г. е съгласувана тази ситуация и е поет ангажимент в срок до 15 дни след 15.09.2017 г. да се предат резултатите, от проиграването на модела в Дейност V с уточнените данни. Обръщаме внимание на факта, че няма да има съществена промяна в заключенията относно финансовата ефективност на Проекта АЕЦ „Белене”, тъй като при по-ниски пазарни цени, финансовите дефицити, ще станат още по-големи.**

# Литература

Atiyas İ. (2012). The Turkish Model for Transition to Nuclear Power Risks, Incentives and Financing Models of Nuclear Power Plants: International Experiences and the Akkuyu Model

Barkatullah N. (2012). Financing Structures for a Nuclear Power Plant Project

CdC. (2012). Les coûts de la filièreélectronucléaire, Paris: Cour des Comptes.

Damodaran, A. (2016). Country Risk: Determinants, Measures and Implications – The 2016 Edition.

Damodaran, A. (2017). Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2017 Edition, Stern School of Business.

DeutschesInstitutfürWirtschaftsforschung. (2013). Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050.

D’haeseleer W. D. (2013). Synthesis on the Economics of Nuclear Energy, Study for the European Commission, DG Energy

EIA. (2011). Annual Energy Outlook, Washington DC: U.S. Energy Information Administration.

European Commission. (2017). Commission Staff Working Document accompanying the document Communication from the Commission Nuclear Illustrative Programme Presented under Article 40 of the EuratomTreaty – Final (after opinion of EESC) {COM(2017) 237 final}, Brussels.

European Commission. (2013). Synthesis of the Economics of Nuclear Energy, Study of the European Commission, DG Energy.

European Commission. (2016). EU Reference Scenario. Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050

ICEPT Working Paper. (2012) Cost estimates for nuclear power in the UK

IEA/NEA. Projected costs of generating electricity, 2010 Edition.

IEA/NEA. Projected costs of generating electricity, 2015 Edition.

IEA/OECD/NEA. Projected Costs of Generating Electricity 2015, International Energy Agency.

IEA/OECD/NEA (2009). The financing of Nuclear Power Plants

International Energy Agency. (2010). Protected Costs of Generating Electricity, France – EPR.

Lucet F. P. (2015). Financing Nuclear Power Plant Projects A New Paradigm?, Centre Énergie

MacDonald, M. (2010). UK Electricity Generation Costs Update, Brighton – O&M Total.

Matsuo Y. (2012). Summary and Evaluation of Cost Calculation for Nuclear Power Generation by the “Cost Estimation and Review Committee”

NEA/OECD. (2012). International structure for decommissioning costing (ISDC) of nuclear installations.

NEA. Uranium 2016: Resources, Production and Demand

NEI. (2010). U.S. Electricity Production Costs and Components.

NERA. (2015). Electricity Generation Costs and Hurdle Rates Lot 1: Hurdle Rates update for Generation Technologies Prepared for the Department of Energy and Climate Change (DECC)

Nippon Export and Investment Insurance. (2013). The Role of Export Credits in NPP Financing

Norges Bank Investment Management. The Equity Risk Premium, Discussion None, 2016.

Nuclear Illustrative Programme Presented under Article 40 of the Euratom Treaty – Final (after opinion of EESC).

OECD/NEA. Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management, Nuclear Development 2015

OECD. (2016). OECD Financing rules for nuclear power projects

OECD. 2009 Sector understanding on export credits for nuclear power plants, Trade and Agriculture Directorate, Participants to the arrangement on officially supported export credits

OECD. (2017). The arrangement for officially supported export credits, Nuclear power plants, Changes in Minimum Commercial Interest Reference Rates (CIRRs)

OECD. (2017). The arrangement for officially supported export credits, Nuclear power plants, Commercial Interest Reference Rates (CIRRs)

Parsons Brinckerhoff. (2012). Solar PV Cost Update.

Ristö, T. &Kivistö, A. (2008). Comparison of Electricity Generation Costs, Lappeenranta: Lappeenranta University of Technology Faculty of Technology Department of Energy and Environmental Technology.

Rothschild. (2015). Economic analysis for the Paks II nuclear power project. A rational investment case for Hungarian State Resources.

The Nuclear Communication Network. (2014). The Cost Of A Nuclear Power Plant

World Nuclear Association. (2017). Nuclear Power Economics and Project Structuring

„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, Бизнес програма за периода 2017-2021 година

Министерствотонафинансите. КонвергентнатапрограманаРепубликаБългария 2017-2020 г.

1. Данни за средногодишната инфлация до 2020 г. са ползвани от Конвергентната програма на Република България. От 2021 г. данните са от становището на ЕС –Nuclear Illustrative Programme Presented under Article 40 of the Euratom Treaty – Final (after opinion of EESC). [↑](#footnote-ref-1)
2. European Commission.commission staff working document accompanying the document Communication from the Commission Nuclear Illustrative Programme Presented under Article 40 of the Euratom Treaty – Final (after opinion of EESC) {COM(2017) 237 final}, Brussels, 2017. [↑](#footnote-ref-2)
3. Пак там. [↑](#footnote-ref-3)
4. https://produkte.erstegroup.com. [↑](#footnote-ref-4)
5. The Role of Export Credits in NPP Financing, NEXI: Nippon Export and Investment Insurance, September 2013 [↑](#footnote-ref-5)
6. OECD., 2017 Sector Understanding On Export Credits For Nuclear Power Plants, Trade And Agriculture Directorate, Participants To The Arrangement On Officially Supported Export Credits, TAD/PG(2017) [↑](#footnote-ref-6)
7. Projected Costs of Generating Electricity 2015, International Energy Agency (IEA/OECD/NEA). [↑](#footnote-ref-7)
8. Norges Bank Investment Management. (2016). The Equity Risk Premium, Discussion None. [↑](#footnote-ref-8)
9. Damodaran, A. (2017). Equity RiskPremiums (ERP): Determinants, EstimationandImplications – The 2017 Edition, SternSchoolofBusiness. [↑](#footnote-ref-9)
10. Electricity Generation Costs and Hurdle Rates, NERA Economic Consulting, July 2015. [↑](#footnote-ref-10)
11. В алгоритъма за пресмятане не е включена печалбата за инвеститорите. Очевидно е, че при включването й дефицитите ще бъдат значително по-големи. [↑](#footnote-ref-11)