

Първата част на тази книга анализира електропотребностите в България и представя препоръчителен сценарий за тяхното задоволяване до 2030 г. Посочени са актуални проблеми на енергийната политика на България и препоръки за насочване на електроенергетиката към изначалните ѝ цели: конкурентна икономика и благополучие на потребителя.

Втората част представя основни сведения за съществуващите у нас технологии на производството на електроенергия от органични горива и възобновяеми източници, след което въвежда читателя в остойността на явните, външните и обществените разходи за производството на електроенергия. Изведени са закономерности в развитието на обществените разходи при производството на електроенергия съобразно препоръчителния сценарий.

При съставяне на книгата ние споделяме постулата, че формирането и приемането на национални решения за енергийно развитие се основават на национални критерии за устойчиво развитие на обществото в рамките на глобалните ограничителни условия. Реалният живот непрекъснато се стреми да опровергава такъв подход, като поднася примери за решения, продиктувани от корпоративни и чужди вместо от национални интереси. Надяваме се нашето изложение да е полезно за политици, специалисти и крайни потребители и да спомогне за подобряване благосъстоянието на България. Това е цел за няколко поколения, затова адресираме книгата и към младата генерация.

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКАТА на България



БЪЛГАРСКА АКАДЕМИЯ НА НАУКИТЕ

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКАТА на България

РАЗВИТИЕ и ОБЩЕСТВЕНА ЦЕНА



Академично издателство
„Проф. Марин Дринов“

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКАТА на България



Развитие и обществена цена



БЪЛГАРСКА АКАДЕМИЯ НА НАУКИТЕ

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКАТА на България

Развитие и обществена цена

Академично издателство „Проф. Марин Дринов“
София • 2009

Авторски колектив:*Ст.н.с. д-р Пламен Цветанов**Инж. Георги Стоилов**Н.с. физик Лияна Аджарова**Н.с. инж. Теменуга Манойлова**Ст.н.с. инж. Георги Босев**Редактор: доц. д-р Димо Стоилов*

© Пламен Стоев Цветанов, Георги Димов Стоилов,
Лияна Стоилова Аджарова, Теменуга Иванова Манойлова,
Георги Маринов Босев, автори, 2009

© Константин Атанасов Жеков, художник, 2009

© Академично издателство „Марин Дринов“, 2009

ISBN 978-954-322-374-9

Съдържание

Предговор	9
Част първа	
<i>Сценарии и политика за развитие на електроенергетиката на Република България</i>	11
Глава първа	
<i>Определители на електропотребности и електроподаване</i>	11
1.1. Развитие на икономиката и човешките ресурси	11
1.1.1. Макроикономически фактори	12
1.1.2. Човешки ресурси и доходи	23
1.2. Структура и динамика на енергийния баланс на страната през последните години	25
1.3. Развитие на индустрията	31
1.3.1. Характеристики на отделни промишлености	31
1.3.2. Развитие на потреблението на електроенергия в индустрията в съответствие с потребителските категории на ECON	36
1.4. Политика в областта на енергопотребностите и енергодоставянето	42
1.4.1. Енергийната стратегия на България	42
1.4.2. Политика за повишаване на енергийната ефективност	46
1.4.3. Електроенергетика и опазване на околната среда	48
1.4.4. Политика за възобновяеми енергийни източници	48
Глава втора	
<i>Препоръчителен електроенергиен сценарий за България</i>	50
2.1. Прогноза за потребностите от електроенергия	50
2.1.1. Електропотребление в индустрията	50
2.1.2. Електропотребление в домакинствата	52
2.1.3. Електропотребление в сектор „Услуги“	53
2.1.4. Електропотребление в селското стопанство	53
2.1.5. Електропотребление в транспорта	54
2.1.6. Потребление на електроенергия в енергийния сектор	55
2.1.7. Прогноза за крайните потребности на електроенергия в България	57
2.1.8. Поучаваща картина	59
2.2. Прогноза на електропроизводството в България	60
2.2.1. Инсталирани и предстоящи за изграждане електропроизводствени мощности	62
2.2.2. Разполагаеми електропроизводствени мощности	66
2.2.3. Възможности за електродоставки от внос	67
2.2.4. Износ на електроенергия	70
2.2.5. Избор на електропроизводствени мощности	72

Глава трета			
<i>Актуални проблеми на енергийната политика на България</i>	79		
3.1. Енергийната политика на Европейската общност	79		
3.2. Национални цели и политика за устойчиво развитие	82		
3.2.1. Изменение на климата и чиста енергия	83		
3.2.2. Енергийна сигурност	86		
3.3. Цени, конкурентоспособност на икономиката и социален статус на масовия потребител	92		
3.4. Енергийна политика и либерализация на енергийните пазари	94		
3.5. Енергийна стратегия за близките 20–30 години	95		
3.6. Институционални и изследователски проблеми на енергийната политика	97		
Заклучение към първа част	99		
Част втора			
<i>Явна и обществена стойност на производството на електроенергия от органични горива и възобновяеми източници в България</i>	101		
Глава първа			
<i>Основни сведения за методологията ExternE и проекта CASES</i>	101		
Глава втора			
<i>Производство на електроенергия от органични горива</i>	105		
2.1. Технологии за производство на електроенергия от органични горива	105		
2.1.1. Описание на лигнитните електроцентрали	107		
2.1.2. Описание на електроцентралите, изгарящи черни въглища	118		
2.1.3. Описание на газовите електроцентрали и доставките на природен газ	121		
Глава трета			
<i>Остойностяване на обществените разходи на произвежданата от органични горива електроенергия</i>	125		
3.1. Остойностяване на явните разходи на произвежданата от органични горива електроенергия	129		
3.1.1. Капиталова съставляваща в явните разходи при производството на електроенергия от органични горива	129		
3.1.2. Горивна съставляваща в явните разходи при производството на електроенергия от органични горива	132		
3.2. Произход и развитие на външните разходи при производството на електроенергия от органични горива	134		
3.2.1. Произход и развитие на външните разходи при производството на електроенергия от черни въглища	136		
3.2.2. Произход и развитие на външните разходи при производството на електроенергия от природен газ	137		
3.2.3. Произход и развитие на външните разходи при производството на електроенергия от лигнитни въглища	138		
3.2.4. Национален пример – Източномаришки въглищен басейн	140		
3.2.5. Външни разходи от работа на електрическите централи на лигнитни въглища	148		
3.3. Обществени разходи при производството на електроенергия от органични горива	152		
Глава четвърта			
<i>Остойностяване на явните и обществените разходи на произвежданата електроенергия от възобновяеми енергийни източници</i>	158		
4.1. Описание на технологиите за производство на електроенергия от възобновяеми източници	159		
4.1.1. Водни електроцентрали (ВЕЦ)	159		
4.1.2. Вятърни електроцентрали (ВяЕЦ)	160		
4.1.3. Слънчеви електроцентрали (СЕЦ)	160		
4.1.4. Биомасни електроцентрали (БЕЦ)	161		
4.1.5. Производство на електроенергия чрез горивни клетки	162		
4.2. Остойностяване на явните разходи при производството на електроенергия от възобновяеми източници	162		
4.2.1. Явни разходи и цени при производство на електроенергия от ВЕЦ	164		
4.2.2. Явни разходи и цени при производство на електроенергия от вятърни електроцентрали	166		
4.2.3. Явни разходи и цени при производство на електроенергия от биомасните електроцентрали	168		
4.2.4. Явни разходи и цени при производство на електроенергия от фотоволтаични електроцентрали	170		
4.3. Остойностяване на външните разходи при производството на електроенергия от възобновяеми източници	171		
4.4. Остойностяване на обществените разходи при производството на електроенергия от възобновяеми източници	173		
Глава пета			
<i>Сравняване на обществените разходи при производството на електроенергия от органични горива и възобновяеми източници</i>	178		
Заклучение към втората част	182		
Общо заключение към книгата	183		
Литературни източници	184		

Предговор

Поради огромната си значимост проблемите на енергетиката са в центъра на общественото внимание. От една страна, милионите крайни потребители са заинтересувани от сигурни доставки на качествени енергийни носители при приемливи цени, от друга, националните и световните запаси са ограничени и поради това са предмет на геостратегически интереси, от трета – енергийните преобразования увреждат жизнената среда. Ето защо развитието на националните и регионалните енергопроизводителни и снабдителни системи са предмет на непрекъснато изследване.

Тази книга е резултат от изследванията и националните доклади [1], [2] в рамките на международния проект CASES (Cost Assessment of Sustainable Energy Systems) за оценка на разходите на устойчиви енергийни системи [3]. Българският партньор в проекта бе Енергийна агенция–Пловдив. Проектът CASES цели:

1. Да обедини подробни оценки на явните (своите, частните – private) и неявните (несвоите, външните – external) разходи при производството на електроенергия от различните енергийни източници, съдържащи се в сценариите за развитие на страните – членки на Европейската общност (ЕО), а също така на Бразилия, Турция, Индия и Китай;
2. Да оцени насоките на енергийната политика на ЕО, съобразявайки се с данните за обществените, пълните разходи (явни плюс неявни);
3. Да разпространи изследователските резултати сред енергопроизводители и енергопотребители, както и сред общността, приемаща решения.

Целият проект обединява усилията на 26 изследователски центъра от Европа и упоменатите четири неевропейски страни в 12 програмни пакета с обща методология и бази данни за пълния жизнен цикъл на енергийните ресурси и технологии в периода до 2030 г.; за инвестиции; за монетарна оценка на негативните въздействия на емисиите върху здравето, реколтата и природата.

Проектът CASES бе финансиран от Европейската комисия, а докладите бяха утвърдени през 2008 г. от Главната дирекция „Изследвания“ (DG RESEARCH) за разпространение: (<http://www.feem-project.net/cases/downloads/deliverables.php>).

Авторите на тази книга участваха активно в повечето задачи на този амбициозен проект към по-задълбочено опознаване на взаимодействията енергетика–околна среда–общество. Стремежът им да разпространят резултатите от първото по рода си изследване на обществени разходи за сценариите на електроенергетиката на България бе подкрепен от ръководствата на ТЕЦ „Енел Марица-изток 3“ и ТЕЦ „Варна“, на които сърдечно благодарим.

Поради динамичното развитие на политическите и икономическите условия у нас и в света през последните години се наложи актуализиране на съдържанието на националните доклади и доработването им, за да се получи единна съвременна книга на български език. В нея са използвани наличните статистически показатели и индикаторите, влияещи върху потребностите, описани са съществуващите реалности за производство на електроенергия от органични горива и възобновяеми енергийни източници (ВЕИ) в България, както и съществуващите проекти за тяхното развитие, съставен е препоръчителен сценарий за развитие и оценките за обществената стойност на това развитие.

Първата част от книгата се основава на доклада по Работен пакет 1 (РП 1) на CASES, засягащ България [1]. Тя съдържа три глави. Първата анализира определителите на електропотребностите и електропроизводството, а втората разработва препоръчителен сценарий на електропотребности и електродоставяне за 2010, 2015, 2020 и 2030 г., пресмятани с модела ECON на ЕО¹. Третата глава на тази част е посветена на актуални проблеми на енергийната политика на България и някои препоръки за насочване на електроенергетиката към изначалните ѝ цели: конкурентна икономика и благополучие на потребителя.

Втората част от книгата се основава на актуализираната версия на националния доклад по отчет D.7.1 [2]. Тя съдържа пет глави. Първата съдържа основни сведения за методологията ExternE и проекта CASES. Втората описва технологиите за производството на електроенергия от органични горива. Третата представя остойностяване на обществените разходи на произвежданата от органични горива електроенергия, а четвъртата – остойностяване на обществените разходи на произвежданата от възобновяеми източници електроенергия. Петата глава сравнява обществените разходи при производството на електроенергия от органични горива и от възобновяеми източници.

При съставяне на книгата ние споделяме постулата, че формирането и приемането на национални решения за енергийно развитие се основават на национални критерии за устойчиво развитие на обществото в рамките на глобалните ограничителни условия. Реалният живот непрекъснато се стреми да опровергава такъв подход, като поднася примери за решения, продиктувани от корпоративни и чужди вместо от национални интереси. Надяваме се нашето изложение да е полезно за политици, специалисти и крайни потребители и да спомогне за подобряване благосъстоянието на България.

¹ Моделът ECON е комбинация от база данни и електронни таблици за симулиране и оценяване на различни сценарии за развитие на електроенергийните сектори в страните от Европейската общност.

Част първа

Сценарии и политика за развитие на електроенергетиката на България

Глава първа

Определители на електропотребности и електродоставяне

Определители (детерминатори) на електропотребностите и електродоставянето в една страна са всички икономически, демографски, социални, географски и други фактори, които оказват съществено влияние върху нуждите на потребителите и възможностите на доставчиците – местни производители или вносители, на електроенергия.

1.1. Развитие на икономиката и човешките ресурси

България започна новото хилядолетие с надежди и безпокойства. Надеждата се основава на подобрените външнополитически и външноикономически отношения на страната и на започналата преди световната икономическа криза макроикономическа стабилизация.

България вече е член на Европейската общност, страна с ясни и предвидими позиции по отношение на съвременните демократични ценности. Част от населението разчита на солидарността на старите страни членки и на положителното влияние на членството за подобряване на живота в страната. Друга част разглежда общността като средище на конкуренти и смята очакването на доброжелателна подкрепа за наивност.

В същото време сред бизнес средите и експертите нарастват тревогите по отношение на възможността за качествено интегриране на България в ЕО като равнопоставен партньор на останалите страни членки. Основанията за това са немалко и са достатъчно сериозни: България има относително най-ниско равнище на БВП на човек от населението; отрицателното търговско салдо е достигнало много високи размери и продължава да се увеличава; конкурентоспособността на българските компании е сред най-ниските от новоприсъединилите се и присъединяващите се страни; България е силно зависима от вноса на енергоносители, а в същото време изразходва най-много електроенергия за единица БВП; в България се развива безпрецедентна демографска криза; институциите не работят достатъчно ефективно, а корупцията, сивата икономика и организираната престъпност са проблеми на ежедневието и бариери против устойчивото развитие.

1.1.1. Макроикономически фактори

В условията на натрупани и възпроизвеждащи се тежки икономически и социални проблеми, съчетани с надежди за благоприятни възможности за тяхното разрешаване, през последните години няколко институции направиха опит за прогнозиране и дори програмиране на икономическото развитие на страната.

Институтът за пазарна икономика (<http://ime.bg>) публикува редовно икономически индекси, анализи, оценки, но в условията на преход от социализъм към капитализъм те нямат дълготраен обхват и не могат да послужат за целите на тази книга.

Агенцията за икономически анализи и прогнози към Министерството на финансите (<http://www.aeaf.minfin.bg>) издава ежегодно Конвергентна програма на Република България, която заменя изготвяната в миналото Предприсъединителна икономическа програма. Тя съдържа информация за финансовите и икономическите резултати от предходната и текущата година, както и прогнози за поне следващите три години. След приемането на България в еврозоната Конвергентната програма ще бъде заменена от Програма за стабилност. Агенцията издаде също Национален план за развитие на Република България за периода 2007–2013 г., който бе национален стратегически документ, представящ формулираната дългосрочна публична инвестиционна програма на страната.

Един междудисциплинарен екип на БАН разработи Стратегия за ускорено икономическо развитие [4] по поръчение на президентството на България. Тази стратегия бе възприета в доклада по Работен пакет 1 на CASES, касаещ България [1], като потенциална икономическа основа за вариантите на електроенергийния сценарий на страната.

Надявахме се да ползваме източници от Министерството на икономиката и енергетиката (<http://www.mi.government.bg>). Дори се зарадвахме на заглавията като: „Проект на Стратегия за устойчиво развитие на Република България“ от 2007 г., „Проект на Енергийна стратегия на Република България“ от месец ноември 2008 г. и на „Бюлетин за състоянието и развитието на енергетиката на Република България“ от март 2009 г., но бяхме силно разочаровани.

Последните два документа излизат след проявите на най-голямата световна финансова и икономическа криза, но в тях думата „криза“ изобщо не се среща, затова тези източници не са актуални и използвани.

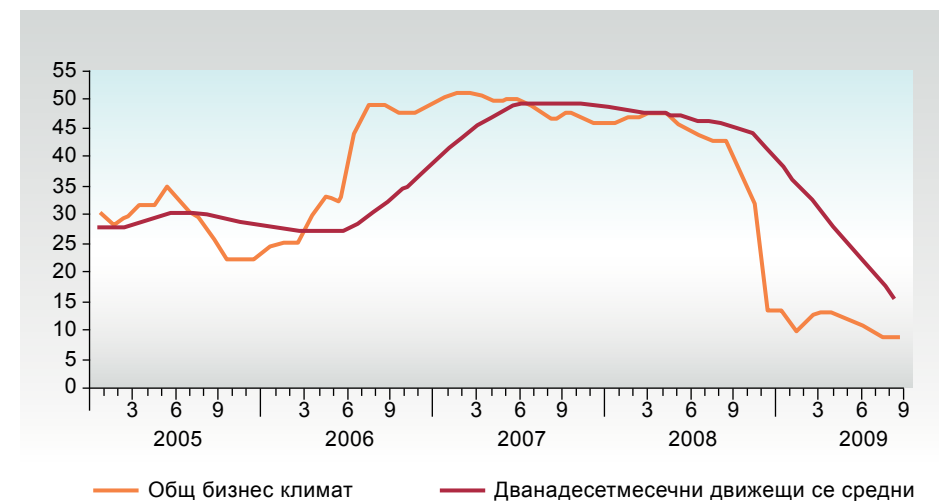
За съжаление започналата през 2008 г. световна финансова и впоследствие икономическа криза „срази и потопа“ всички досегашни средносрочни оценки, което обезсмисля ползваните по-рано средно-

и дългосрочни прогнози. Ето защо в очакване на нови, по-устойчиви макроикономически прогнози ние представяме преглед на състоянието на основните определители на електропотребностите и електропроизводството у нас към полугодieto на 2009 г., основани на конюнктурните анализи на Агенцията за икономически анализи и прогнози (<http://www.aeaf.minfin.bg>).

А. Преглед на икономиката на България

Кризата не повлия на **валутния режим** поради прикрепянето на българския лев (BGN) към еврото (EUR) и ролята на Валутния борд (ВБ), но влоши съществено икономическата ситуация в страната. Например след оптимистичното покачване през 2006 г. на показателя за общия бизнес климат у нас в края на 2008 г. той се понижи до нищожни нива от 10 до 15%. Въпреки че в някои сектори на икономиката (промишленост и търговия на дребно) бизнес климатът се подобри през септември 2009 г., стойността на общия показател за страната продължи да се влошава и достигна 8.6 пункта. Влошаването се дължи най-вече на лошата оценка за текущата бизнес ситуация, докато очакванията за следващите месеци се подобряват във всички отрасли с изключение на услугите.

Секторни показатели на бизнес климата

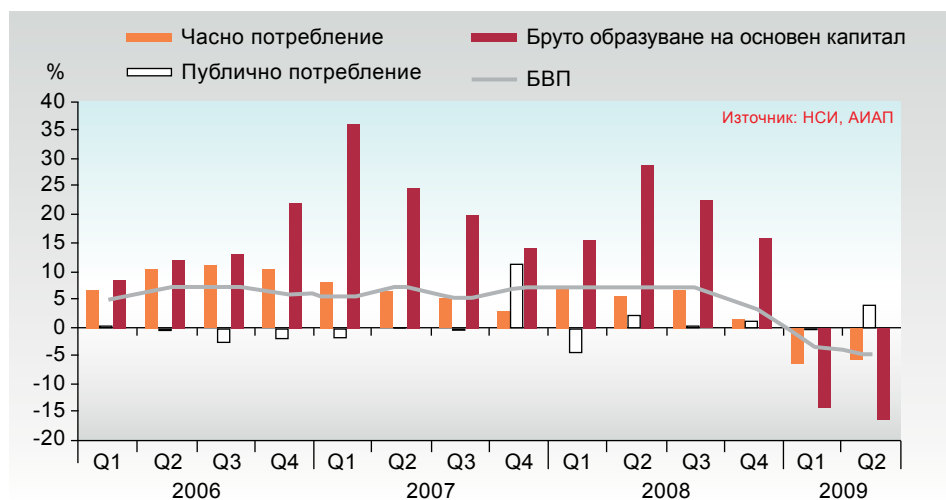


Брутният вътрешен продукт нарасна с относително висок реален темп от 6% за цялата 2008 г., а номиналната стойност достигна 66.728 млрд. лв. През първите девет месеца растежът на БВП беше ускорен и достигна 7.0% в реално изражение, но през четвъртото тримесечие растежът на БВП се забави до 3.5%. Основните фактори бяха спадът

в износа на стоки и услуги и забавянето на индивидуалното потребление. Негативното развитие продължи и през 2009 г., като БВП за първото тримесечие отбеляза спад от 3.5% поради отрицателен принос на вътрешното търсене. След като БВП регистрира реален спад за три поредни тримесечия, икономиката на страната навлезе в рецесия и реализира реален спад от 4.9% през второто тримесечие спрямо същия период на миналата година. Брутният вътрешен продукт в номинално изражение бе 16.3 млрд. лв.

Услугите са единственият сектор, който остава с положителен принос за изменението на БВП – 0.7 п.п., но продължи да се наблюдава забавяне в растежа – 1.4% през второ тримесечие при 2.5% през първото тримесечие и 5.9% през 2008 г. Сред услугите с по-висока добавена стойност на годишна база бяха отраслите: държавно управление и отбрана, обществено осигуряване, здравеопазване, образование, финансово посредничество, както и отрасъл операции с недвижими имоти и бизнес услуги, който имаше и най-голям принос за положителното изменение на добавената стойност – 1.4 п.п. Останалите услуги отбелязаха спад, а най-значителен беше той при транспорта, складирането и съобщенията – 9.3%.

Реален растеж на БВП по компоненти на крайното използване



Тенденцията на негативно развитие на индустрията започна през август 2008 г., когато беше отчетен спад на промишленото производство от 6.2%. Промислените продажби също регистрираха спад – от 5.8% на годишна база. Спадът се дължеше основно на отраслите производство и леене на метали, на текстил и облекло, на лекарствени вещества и продукти. Основен фактор за спада в черната металургия бяха ликвидните проблеми и намаляването на производството на металургичния ком-

бинат „Кремиковци“. Намаля производството и в отрасли, свързани с металургията по технологичната верига, като производство на метални изделия за строителството и друго металообработване. Допълнително влияние оказа спадът на цените на металите и неметалните суровини на международните пазари, поради което намаляха производството на благородни и цветни метали и добивът на неметални материали и суровини. Трайната тенденция на задълбочаващата се криза намали общия индекс на промишленото производство под нивото на 2005 г. и през 2009 г. то се колебае около половината от него. В резултат на влошената външна конюнктура и последвалото ограничено вътрешно търсене индустрията отбеляза реален спад от 7.2% през второто тримесечие при –12.4% през първото тримесечие на годината. Всички индустриални отрасли реализираха отрицателен растеж на добавената стойност спрямо април–юни 2008 г., макар и с отслабващи степени на спад. Негативната тенденция на развитие се задълбочи единствено в отрасъла електроенергия и топлоенергия, който за периода януари–март запазваше добавената стойност в реално изражение на нивата от предходната година, а за април – юни спадна с 2.8%. Най-бърз отрицателен растеж се отчете при добивната промишленост (20.8%), а преработващата допринесе най-силно за спада на БВП (–1.2 п.п.). Сектор строителство, който до края на 2008 г. реализираше положителен растеж, през 2009 г. също отчете реален спад в добавената стойност на годишна база от 3%.

В резултат на неблагоприятната външна конюнктура и отлагани национални проблеми, свързани с енергоемкостта, негативното развитие на индустрията ще продължи и през 2010 г. Вследствие от фалирането или прекратяването на дейността на редица основни досега производства през следващите години тяхната дейност не може да се възстанови. Тази тенденция се залага в оценките и прогнозите в раздел 1.3. за развитие на индустрията и в раздел 2.1. за потреблението на електроенергия.

Отрасъл селско стопанство се възстановяваше динамично през 2008 г. след неблагоприятната реколта през 2007 г. и реализира най-висок темп на реален годишен растеж (24.6%), но през първото тримесечие на 2009 г. също отбеляза спад от 4.8% и така допринесе с –0.2 процентни пункта за изменението на БВП. Неблагоприятното развитие на селското стопанство от началото на годината продължи, като през второто тримесечие в сектора се отчете спад на добавената стойност от 6.3%.

Спадът на вътрешното търсене при крайното използване се задълбочи от 9.1% през първото тримесечие на 13.3% през второто тримесечие на 2009 г. Ограничените финансови ресурси и по-високият риск на инвестиционните проекти доведоха до свиване на инвестициите с 31.5% в реално изражение при спад от 16.3% на брутното капиталобразуване



Индекси на промишленото производство и на оборота в промишлеността 2005=100

в основния капитал и силно намаляване на запасите. По данни за разходите за придобиване на дълготрайни материални активи инвестициите продължават да се увеличават само в сектора селско стопанство. Инвестициите в промишлените отрасли намаляха номинално с 6.7%, а тези в строителството – с 26.7%. Разходите за придобиване на дълготрайни материални активи в отраслите търговия, транспорт, хотелиерство и ресторантьорство, операции с недвижими имоти, бизнес услуги отбелязаха понижение от 19.1% спрямо второто тримесечие на 2008 г., а тези във финансовото посредничество нараснаха с 31%. Отраслите държавно управление, образование, хуманно здравеопазване и социална дейност също акумулираха повече инвестиции спрямо същия период на миналата година.

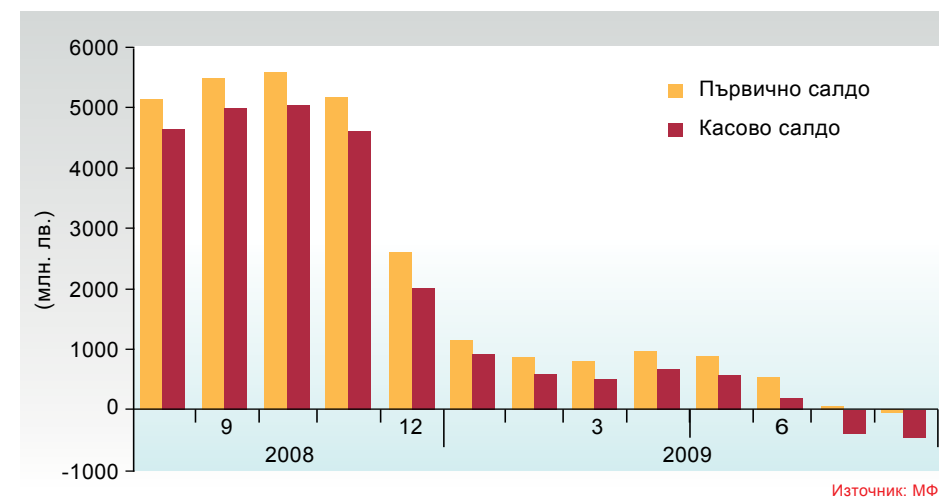
Частното потребление продължи да спада, макар и в по-слаба степен – 5.6% реален спад през второто тримесечие спрямо 6.3% през първото тримесечие на годината. Най-силен отрицателен принос за тази динамика имаха свитите разходи за нехранителни стоки (-4 п.п.) вероятно поради отложените покупки на предмети за дълготрайна употреба. Сред основните причини за неблагоприятната динамика на показателя са ограничената кредитна активност, покачващата се безработица и несигурността на икономическата среда. Публичното потребление отчасти компенсира спада на частното потребление, като реално нарасна с 4.1%, и така крайното потребление намаля с 3.7% на годишна база.

По-бързото нарастване на **брутния национален разполагаем доход** спрямо потреблението доведе до увеличаване на националните спестя-

вания до 19.3% от БВП при 13.9% за периода април–юни 2008 г. Това в комбинация с **понижената инвестиционна активност** предизвика увеличение на покритието на инвестиции с национални спестявания до 63.8%, което е най-високото ниво за последните три години. В резултат необходимите външни спестявания намаляха, което повлия благоприятно на текущата сметка на страната. От друга страна, вследствие на по-големите публични разходи за потребление и инвестиции 66.3% от националните спестявания бяха акумулирани от частния сектор при дял от 17.8% през 2008 г.

Външнотърговското салдо продължи да се подобрява и достигна -12.1% от БВП при -26.8% през същия период на миналата година. Все още слабото външно търсене предизвика реален спад на износа от 15.8%. Поради импортната зависимост на българския износ този спад предизвика намаляване на вноса. Ефектът се засили от силното ограничение на вътрешното търсене през второто тримесечие и последва реално намаление на вноса от 24.3%. Вследствие на тази динамика външният сектор имаше положителен принос за изменението на брутния вътрешен продукт от 12 п.п.

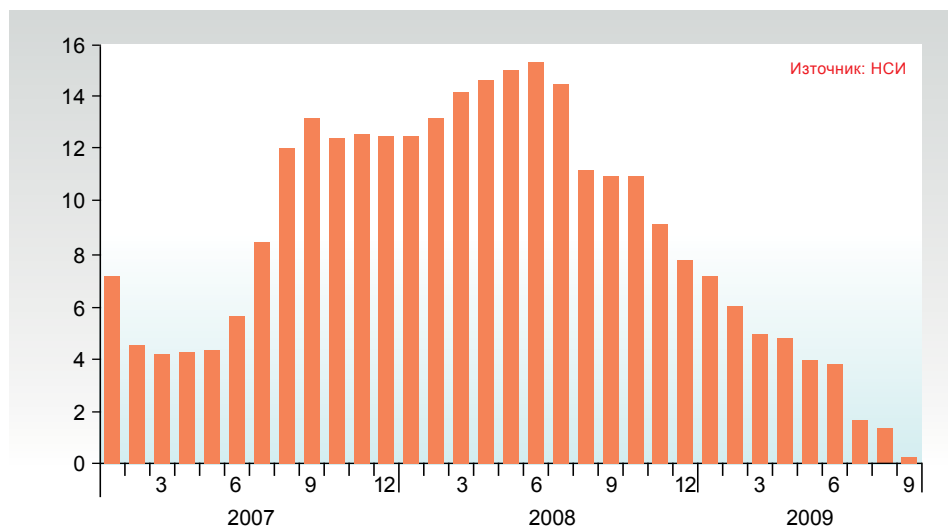
От ноември 2008 г. **салдата на консолидирания държавен бюджет** спадат, за да достигнат през юни 2009 г. до 550 и 467 млн. лв. съответно за първичното и вътрешното/касовото салдо. Стойности, които след смяната на правителствата бяха признати за невалидни. В края на август касовото салдо на републиканския бюджет регистрира дефицит в размер на 75.9 млн. лв., докато през същия период на предходната година бе регистриран излишък в размер на 3.6 млрд. лв. Формирането на дефицит бе повлияно от слабото изпълнение на данъчните приходи за



Салда на консолидирания държавен бюджет

периода. Първичното и вътрешното салдо отбелязаха излишъци от 374 млн. лв. и 240 млн. лв. Само за месеца касовото салдо отбеляза дефицит в размер на 26.3 млн. лв. спрямо излишък от 383 млн. лв. за август на предходната година.

Икономическата криза повлия за запазване на почти неизменна стойност на парите у нас. **Инфлацията на лева** спадна от 15% през лятото на 2008 почти на нула през лятото на 2009 г. За септември натрупаната инфлация от началото на годината запази отрицателната си стойност от -0.1%, а спрямо съответния месец на предходната година спадна с 1.1 процентни пункта до 0.2%.



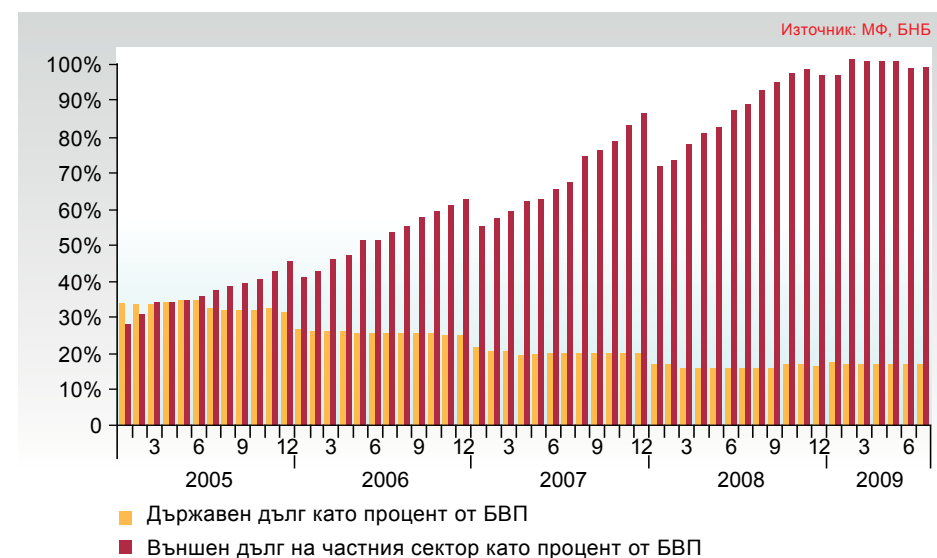
Инфлацията на годишна база

Външният дълг на частния сектор, отнесен към brutния вътрешен продукт, показва трайно увеличение през последните години и през 2009 г. се задържа около 95%.

Държавният дълг в средата на 2009 г. се оценява на около 10.5 млрд. лв. Относителната му стойност към brutния вътрешен продукт показва трайно намаление през последните години и през 2009 г. се задържа около 15%. В края на юли съотношението на общия размер на дълга спрямо brutния вътрешен продукт (63.7 млрд. лв. по актуална прогноза на АИАП) възлезе на 16.5%.

Б. Прогнози за развитие на икономиката на България

Световната финансова и икономическа криза продължава да оказва негативно влияние върху международната икономика. Въпреки някои сигнали за скорошно отминаване на рецесията в САЩ рисковете за све-



Държавен дълг и външен дълг на частния сектор като процент от БВП (при прогнозна стойност на БВП за 2009 г. – 32 574 млн. евро)

товната и европейската икономика не са намалели. Европейската комисия, Международният валутен фонд и други международни финансови институции продължават да ревизират прогнозите си за развитието на икономическата ситуация в средносрочен план, като се отчита и възможността за трудно възстановяване от кризата и забавяне началото на новия възходящ цикъл на икономическо развитие.

През юли 2009 г. АИАП публикува Прогноза за основните макроикономически показатели на Република България в периода 2009–2010 г., която засега е единствена у нас. На 31 август 2009 г. с Решение № 705 Министерският съвет одобри и публикува Средносрочната фискална рамка и основни допускания за периода 2010–2013 г. (<http://www.government.bg>). Привеждаме нейната основна част, защото това е официалният документ, формиращ от горе на долу плана за развитие на националната икономика, с който следва да бъдат съобразени всички останали прогнози, в частност сценариите за развитие на електроенергетиката.

В прогнозата по средносрочната фискална рамка се очаква европейската икономика да спадне с 4% през 2009 г. и с 0.1% през 2010 г., като възстановяване се очаква едва през 2011 г., когато БВП на ЕО се очаква да се увеличи с 2% в реално изражение. Възстановяването на световната икономика се очаква да започне през следващата година поради по-голямата динамика на развитието на развиващите се държави. Основните макроикономически показатели за България са показани в таблица 1.1.1.

Таблица 1.1.1. Основни макроикономически показатели (2007–2013)

Макроикономически показатели	Отчет		Прогноза				
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
БВП в млн. лв.	56 520	66 728	63 710	63 518	68 106	73 011	78 202
Реален растеж на БВП в %	6.20	6.00	-6.30	-2.00	3.80	4.80	5.00
Хармонизирана инфлация в % в края на годината	11.60	7.20	1.80	2.20	4.10	3.00	2.70
Хармонизирана инфлация в %, средна за периода	7.60	11.90	2.30	2.20	3.50	3.20	2.70
Валутен курс (1 USD/BGN) в края на годината	1.33	1.39	1.45	1.45	1.4	1.4	1.4
Валутен курс (1USD/BGN), средногодишен	1.43	1.34	1.45	1.45	1.4	1.4	1.4
Текуща сметка в млн. евро	-7 267.4	-8 634.3	-3 579.0	-2 584.5	-2 658.3	-2 705.8	-2 863.7
Текуща сметка в % от БВП	-25.10	-25.30	-11.00	-8.00	-7.60	-7.20	-7.20
Преки чуждестранни инвестиции в млн. евро	8 487.9	6 163.0	3 000.0	3 300.0	3 333.0	3 399.7	3 467.7
Преки чуждестранни инвестиции в % от БВП	29.40	18.10	9.20	10.20	9.60	9.10	8.70

В тази прогноза се очаква българската икономика през 2009 г. да се свие с 6.3% в реално изражение. Несигурната икономическа обстановка се очаква да доведе до преразглеждане на инвестиционните намерения на икономическите агенти. Този процес ще бъде подсилен допълнително от по-трудния достъп до заемно финансиране поради намалената ликвидност в световен мащаб и преоценка на риска от страна на финансовите институции. Очаква се през 2009 г. делът на инвестициите да намалее до 26.5% от БВП (при 38.4% от БВП за 2008 г.), което от своя страна предполага свиване от 30% в реално изражение.

Предвижда се забавянето на темпа на растеж на заплатите, както и увеличаващата се безработица да се отразят негативно върху доходите на домакинствата. Това заедно с ограничаването на кредитирането на домакинствата ще доведе до намаляване потреблението на домакинствата с 4.5% в реално изражение през 2009 г. Предприетите мерки за ограничаване на правителствените разходи ще доведат до свиване на потреблението на правителството с 3% в реално изражение. Вследствие на това се очаква през 2009 г. общото потребление да се свие с 4.2% в реално изражение.

Поради свиването на вътрешното търсене се очаква вносът на стоки и услуги през 2009 г. да намалее с 19.5% в реално изражение. Заедно с това влошаването на икономиките на основните търговски партньори

ще се отрази негативно на българския износ, вследствие на което се очаква той да се свие с 12.3% в реално изражение.

През 2010 г. се очаква българската икономика да се свие с 2.0%. Процесите на възстановяване на икономиката ще започнат да се наблюдават през 2011 г., като двигател на растежа се очаква да бъде износът. Очакванията за растежа на БВП през 2011, 2012 и 2013 г. са съответно 3.8%, 4.8% и 5%.

Очертава се до края на 2009 г. хранителните и енергийните стоки да имат най-голям принос за спада на общата инфлация, тъй като техните годишни стойности към юни вече са отрицателни и могат да останат такива и в края на годината. Очаква се дефлационните процеси при цените на производител, които са характерни не само за България, а и за ЕО като цяло, да продължат до септември 2009 г., след което от базисния ефект е възможно спиране на намалението в техните ценови равнища.

Прогнозата е за обща годишна инфлация в края на 2009 г. 1.8% и средногодишна 2.3%. През 2010 г. се очаква да започне възстановяването на икономиките на развитите индустриални държави. Международните цени ще нараснат както при енергийните, така и при неенергийните стоки. По този начин външните фактори на инфлация ще се засилят и в края на 2010 г. може да се очакват ниски, но положителни стойности на инфлация при храните и енергийните стоки. Вътрешните фактори през 2010 г. ще ограничават общото нарастване на цените, тъй като номиналните разходи за труд през тази година няма да бъдат про-инфлационен фактор.

Безработицата ще се увеличава и нарастването на заплатите ще е по-ниско от растежа на производителността на труда. Въвеждането на нови по-високи акцизни ставки при цигарите ще допринесе за покачване на общата инфлация в края на 2010 г. с 0.4 п.п. За 2010 г. прогнозата е средногодишната стойност на инфлацията и тази в края на годината да са около 2.2%. В периода 2011–2013 г. можем да очакваме връщане към модела на ценова динамика, характерен за България в годините преди 2007 г. Развитието на инфлационните процеси ще зависи от процеса на приспособяване на равнището на доходите и производителността в страната към средното равнище за ЕО. До голяма степен очакваните и в следващите години по-високи равнища на инфлация в страната спрямо ЕО ще зависят от процеса на конвергенция.

През 2009 г. се очаква дефицитът по текущата сметка да се снижи до 11.0% от БВП при 25.3% през 2008 г. Основен фактор за тази динамика е подобряването на дефицита по търговския баланс. Въпреки свиването на износа на стоки с 10.5% в реално изражение намаляването на вътрешното търсене води до свиване на вноса на стоки с 18.9%. Това

заедно с намалението на международните цени на металите, храните и енергийните стоки води до подобряване на дефицита по търговския баланс от 25.7% от БВП през 2008 г. на 16.0% през 2009 г.

Световната финансова криза ще се отрази негативно върху потоците по финансовата сметка, които успява да привлече икономиката на България. Свиването на преките частни инвестиции (ПЧИ) в страната през 2009 г. ще бъде осезаемо, като очакванията са те да не надхвърлят 3 млрд. евро в края на годината. Въпреки тази негативна тенденция забавянето на икономическата активност в страната води до значително намаляване на дефицита по текущата сметка. В резултат на това ПЧИ ще финансират 84% от този дефицит при 71% година по-рано. В средносрочен план се очаква дефицитът по текущата сметка плавно да се снижава, като през 2013 г. достигне 7.2% от БВП. В основната си част това подобрене ще се дължи на външнотърговското салдо. През 2013 г. се очаква износът на стоки да е възстановил обемите, наблюдавани през 2008 г., а вносът да е с 4 млрд. евро по-малък спрямо същата година поради реструктуриране на вътрешното търсене. От гледна точка на устойчивото развитие на платежния баланс очакванията са покритието на дефицита по текущата сметка чрез постъпления от ПЧИ постепенно да се покачва, като достигне 121% през 2013 г.

Годишният ръст на паричното предлагане към края на 2009 г. се очаква да бъде 1.5% и постепенно да се увеличава до 10.4% в края на 2012 г. За периода 2009–2011 г. нетните външни активи на системата ще се подобряват, като към края на периода се очаква да достигнат –2.69 млрд. лв.

Спадът във външното търсене и вътрешната инвестиционна активност през 2009 и 2010 г. се очаква да засегне негативно пазара на труда през разглежданите две години. Общата заетост се очаква да намалее съответно с 4.9% през 2009 г. и с 2.5% през 2010 г. Най-голям спад на заетостта се очаква от втората половина на 2009 г. Най-голям натиск върху заетостта може да се очаква в експортно ориентирани отрасли на преобладаващата промишленост, в промишлените отрасли, произвеждащи суровини за строителството, и в операциите с недвижими имоти. Очакваният значителен спад на икономиката, съпроводен с освобождаване и на работна сила с висока квалификация, ще се отрази в спад в ръста на производителността на труда спрямо 2008 г. През 2010 г. производителността на труда се очаква да се повиши. Равнището на безработицата се очаква да се увеличи съответно до 9.5% през 2009 и 11.4% през 2010 г. В периода 2011–2013 г. очакваният икономически растеж ще бъде съпроводен с ръст на заетостта и намаление на безработицата. Понижената икономическа активност в средносрочен план дава основание да се очаква и значително забавяне на темпа на растеж на доходите от труд.

След 2011 г. стойностите на показателя ще започнат да се повишават, имайки предвид очакванията за ускоряване растежа на производителността на труда.

В раздела за енергетиката в Средносрочната фискална рамка за периода 2010–2013 г. се казва, че глобалната енергетика, в т. ч. националната, ще е изправена пред предизвикателствата от увеличаващата се зависимост от внос на ресурси и енергия, от нарастващите енергийни цени и от промените в климата. Това определя и приоритетните области на усилия: ограничаване на външната зависимост от енергиен внос чрез енергоспестяване и насърчаване използването на местни ресурси, най-вече ВЕИ; развитие на либерален енергиен пазар с оглед обезпечаване на достъпна и сигурна енергия на потребителите; овладяване на негативните промени в климата чрез включване на българските енергийни инсталации в европейската Схема за търговия с квоти на емисии на парникови газове. С оглед определяне на ясни национални цели, механизми, график и срокове за тяхното изпълнение в посочените по-горе направления ще бъде приета национална Енергийна стратегия на Република България до 2020 г., в т. ч. с междинни цели до 2013 г.

С Решение №772 от 1 октомври 2009 г. Министерският съвет прие и публикува Икономически мерки за възстановяване на българската икономика (27 юли 2009 г. – 27 април 2010 г.). Забележителното в цялото решение е отказът от енергоемката икономика и „Реформиране на икономиката чрез откриване на енерго- и ресурсоспестяващи производства на основата на нови технологии“.

Тези текстове ни дават надежда, че новата стратегия за развитие на енергетиката в България ще се основава на енергоефективно, а не както досега на енергоинтензивно развитие.

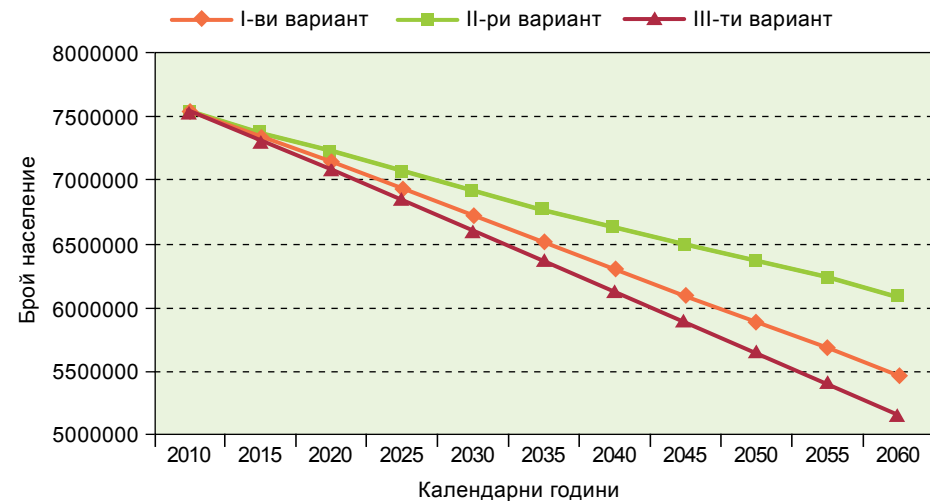
1.1.2. Човешки ресурси и доходи

Населението на страната систематически намалява през последните години и в края на 2008 г. възлиза на 7 606 551 души. Наред с биологичните причини основният фактор за това намаление е вълната от емиграция на млади и високообразовани кадри към високоразвитите страни. За целите на сценариите за развитие на електро- и топлоенергетиката е нужна динамиката на развитие на населението в страната. Без да навлизаме в подробности, ще се позовем на статистиката и прогнозата на Националния статистически институт за населението в България, посочени в таблица 1.1.2. и графиката.

Средносписъчният брой на наетите по трудово и служебно правоотношение по източник на финансиране през 2008 г. е бил 2 415 207 души, от които в бюджетни организации и фондове, управлявани от

Таблица 1.1.2. Статистика и прогноза за населението в България

Статистика				Прогноза					
1990	1995	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040
8 669 269	8 384 715	7 718 750	7 606 551	7 528 103	7 337 861	7 136 511	6 925 287	6 712 445	6 301 578



държавата – 408 146, а в търговски дружества, предприятия и организации с приходи от стопанска дейност – 1 986 925. По данни на Агенцията по заетостта регистрираните безработни към средата на 2009 г. са били 281 200, а реалният брой е по-голям. Очаква се през 2010 г. безработните да достигнат 400–500 хиляди.

Средномесечната работна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през март 2009 г. за страната е била 579.0 лв. (за общественния сектор 709.0 лв., а за частния 531.0 лв.).

Динамиката на производителността на труда в българската икономика се характеризира през 2008 г. с продължаване на стабилно развитие и нараства реално с 2.7% спрямо предходната година, но през първото тримесечие на 2009 г. стойността на показателя отбеляза реален спад от 3.1%.

Цени на електрическата енергия

Динамиката на нарастване на цените на електрическата енергия от 2000 г. насам е разгледана в раздел 2.3.3. Това нарастване е важен фактор за намаляване на потреблението в страната.

В резултат от намаленото търсене на електроенергия в балканските страни би следвало цените при производителите да намалее в краткосрочен и средносрочен период, което да доведе до намаляване на цените

при крайните потребители. Тъй като конкурентните пазарни механизми са по-слаби от пазарната сила на основните производители, особено в резултат от техните негласни сговаряния, вероятността за реално чувствително понижаване на цените е много малка. По-голяма е вероятността от увеличаване на цените, което може да доведе до конфликт между намалената покупателна способност на електропотребителите и техните нужди, особено на отслабени от кризата социални слоеве. Ето защо очакваме крайният резултат да се изрази в продължаващо намаление на електропотреблението в страната.

1.2. Структура и динамика на енергийния баланс на страната през последните години

Структурата и динамиката на енергийния баланс и неговите перспективи се определят от състоянието на икономиката, стандарта и начина на живот на населението. През последните години те са силно повлияни от енергийната политика и проблемите на националната енергийна промишленост.

Значителна част от корелациите между електроенергийните потребности и основните макроикономически индикатори и трендове могат да бъдат определени чрез анализ на енергийния баланс на страната през последните години. В таблиците са представени енергийната ситуация и динамиката на развитие в страната по данни на Националния статистически институт [5], [6], [7].

При анализа на таблиците следва да се има предвид една принципна манипулация на националната статистика, резултатите от която се отразяват и върху данните в Евростат: **В количеството произвеждана у нас първична енергия (въглища, газ, нефт, биомаса и др.) е включена и енергията на внесено ядрено гориво.** Нещо повече, в матриците за първична енергия често фигурира общ ред „ядрена и хидроенергия“.

Трудно е да се разбере защо вносът на нефт и газ се приема за внос на енергийни ресурси, а вносът на ядрено гориво – за национален енергиен ресурс! Още повече че вносът на нефт или газ не предполага задължителното им използване в енергийни технологии от страната вносител (котли, превозни средства и др.). Внесеното от Русия ядрено гориво се „изгаря“ в руски ядрени реактори, след това престоява като отработено гориво, после се връща в Русия за преработване и накрая високоактивните отпадъци следва да се върнат в България за дългосрочно съхранение. Така България е напълно зависима не само от вноса на ядреното гориво, но и от целия горивен цикъл и от ядрените технологии на една страна.

Сега, когато Европа приема енергийната зависимост като един от основните проблеми на енергийната сигурност, цялото недоразумение с

ядрената енергетика (колкото повече ядрена зависимост – толкова повече енергийна независимост!!) води до манипулации в анализите, медиите и обществото. От гледна точка на анализите **негативите са три:**

Първият се състои в това, че в общите данни за „ядрена и хидроенергия“ не може да бъде разграничено количеството на внесения енергиен ресурс „ядрено гориво“, за да се добие реална количествена представа за баланса на енергийните ресурси. (Например от детайлния енергиен баланс за 2007 г. в таблица 1.2.2. се вижда, че ресурсът „ядрена енергия“ е 3728 хил. т н.е., фактически произведената първична енергия от национални ресурси е $9738 - 3728 = 6010$ хил. т н.е., а салдото на вноса е $(14952 - 4507) + 3728 = 14173$ хил. т н.е., който е 70.3% от брунтното вътрешно потребление (БВПЕ), равняващо се на 20 163 хил. т н.е.).

Вторият води до невъзможност да се определи реалната енергийна зависимост на страната. Например при приемане, че ядрената енергия (ядреното гориво) е местен ресурс, енергийната зависимост на България за 2007 г. е 48%, докато, ако се признае, че този енергиен ресурс е вносен, зависимостта е 70.3%.

Третият пречи да се оцени пряко количеството на водната енергия като възобновяем източник, което представлява още един важен показател за енергийния баланс и енергийната политика.

Обобщените енергийни и макроикономически показатели са представени в таблица 1.2.1. От нея се очертава следната динамика на по-важните индикатори:

- Произведената през 2007 г. първична енергия в страната намалява, но салдото на вноса и износа се увеличава, в резултат от което брунтното вътрешно потребление на първична енергия (БВПЕ) е 20 163 хил. т н.е., което е само с 474 хил. т н.е. по-малко спрямо 2006 г.
- Енергоемкостта на БВП (БВПЕ в т н.е./1000 лв. БВП) за периода 2001–2007 г. намалява средно с 2.79% ежегодно.
- Делът на комбинираното производство на топлина и електрическа енергия е нисък. До 2002 г. бележи спад, за 2003 и 2004 г. нараства, а за 2005 и 2007 г. отново намалява.

Пълният баланс на енергийните потоци за 2007 г. е представен в таблица 1.2.2. Тя показва всички енергийни преобразувания: потреблението в енергийния сектор, крайното енергийно потребление в индустрията и нейните подсектори, в транспорта, в домакинствата и в селското стопанство. Секторът „Услуги“ се получава, като от сектор „Домакинства, търговия, обществени организации и други“ се извади сектор „Домакинства“.

Вложените за преобразуване 20 382 хил. т н.е. енергийни ресурси

представляват 101.1% от брунтното вътрешно потребление в страната (20 163 хил. т н.е.) поради значителния износ на петролни деривати.

Производството на електроенергия (преобразуваната енергия от ТФЕЦ и АЕЦ плюс ВЕЦ) е 3691 хил. т н.е. Потреблението на електроенергия в страната е 3306 хил. т н.е. Потреблението на електроенергия в енергийния сектор е 16.27%, а загубите при пренос и разпределение са 12.18%.

Делът на индустрията в крайното потребление на електроенергия е 37.4% (показани са нейните подотрасли на потребление, съответстващи на потребителските категории на ECON модела), на услугите – 26.7% и на домакинствата – 34.46%.

Табл. 1.2.1. Обобщени енергийни и макроикономически показатели

Показател / Година	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Произведена първична енергия в страната в хил. т н.е.	10 282	10 507	10 761	10 214	10 271	10 539	11 011	9 738	
Салдо внос-износ на първична енергия в хил. т н.е.	8 872	8 852	8 983	9 190	9 244	9 566	9 472	10 445	
Салдо внос-износ на нефт и нефтени продукти в хил. т н.е.	4 134	4 120	4 531	4 688	4 431	5 230	5 106	5 288	
Брунтно вътрешно потребление на енергия (БВПЕ) – хил. т н.е.	19 218	19 470	19 205	19 609	19 017	20 122	20 637	20 163	
Брутен вътрешен продукт в млн. лв.	26 753	29 709	32 335	34 627	38 823	42 797	49 361	56 520	66 728
Отношение между БВПЕ и брунтния вътрешен продукт в т н.е. за 1000 лв. БВП (2001 г. = 100)	1.097	0.655	0.907	0.864	0.748	0.718	0.638	0.545	
Отношение БВПЕ/БВП – т н.е. за 1000 евро БВП (2001 г. = 100)		1.282	1.162	1.107	0.958	0.919	0.818	0.698	
Отношение на произведената първична енергия към БВПЕ – т н.е. за 1000 лв. БВП	0.54	0.54	0.56	0.52	0.54	0.52	0.53	0.483	
Население – млн. жители	8.149	7.891	7.845	7.801	7.761	7.719	7.679	7.640	7.606
Отношение на БВПЕ към броя на жителите в т н.е. на жител	2.35	2.46	2.44	2.51	2.44	2.60	2.68	2.64	
Крайно потребление на електроенергия на лице от населението – кВтч/жител	2952.69	3098.96	3054.20	3208.64	3172.66	3318.00	3489.66	3600.12	
Крайно потребление на електроенергия само в домакинствата на лице от населението – кВтч/жител	1206.58	1232.23	1182.69	1190.12	1127.08	1168.75	1208.60	1226.93	
Дял на комбинираните топлино-и електроцентрали в общото производство на електроенергия – %	13.87	13.25	11.94	13.71	13.82	13.27	12.61	11.48	

Табл. 1.2.2. Общ енергиен баланс за 2007

Част първа

Показател / Мярка: хил. т н.е.	Общо	Въглища	Горива от въглища	Природен газ	Суров нефт и нефтени дестилати	Нефто-продукти	Биомаса	Хидроенергия (без ПАВЕЦ)	Ядрена енергия	Други горива и отпадъци	Електро-енергия	Топло-енергия
Производство на първична енергия	9738	4773	-	236	26	-	689	286	3728	-	-	-
Възстановени продукти	122	32	3	-	-	-	19	-	-	68	-	-
Внос	14952	2877	186	2753	7259	1614	-	-	-	-	263	-
Изменение на запасите	-88	-40	6	21	-40	-27	-8	-	-	-	-	-
Износ	4507	1	-	-	124	3709	25	-	-	-	648	-
Морска бункеровка	52	-	-	-	-	52	-	-	-	-	-	-
Брутно вътрешно потребление	20163	7642	193	3010	7121	-2175	675	286	3728	68	-385	-
Вложено за преобразуване	20382	7153	939	1002	7384	174	-	-	3728	2	-	-
Получено от преобразуване	13022	-	1195	-	124	7017	-	-	-	-	3440	1246
Размени и трансфери, постъпления	5	-	-	-	141	-136	-	-251	-	-	251	-
Потребление на енергийния сектор	1563	-	154	333	-	241	-	-	-	-	538	297
Загуби при разпределение	590	3	-	45	-	-	-	-	-	-	403	139
Налично за крайно потребление	10658	487	295	1630	3	4291	675	35	-	66	2365	811
Крайно неенергийно потребление	1034	-	-	464	-	570	-	-	-	-	-	-

Сценарии и политика за развитие

Крайно енергийно потребление, в т. ч.	9528	516	296	1081	1	3704	675	35	-	66	2339	815
Индустрия	3611	346	231	911	1	817	51	-	-	66	875	318
Черни метали и отливки	622	9	190	268	-	1	-	-	-	-	154	-
Цветни метали и отливки	147	-	37	16	-	21	-	-	-	-	73	-
Хим. вещества, продукти и влакна	991	86	-	167	-	274	27	-	-	-	155	282
Продукти от др. мин. суровини	778	172	-	210	-	311	-	-	-	-	85	-
Продукти на добива, без енергийните суровини	113	1	-	15	-	16	-	-	-	-	80	1
Хранителни продукти, напитки и тютюневи изделия	276	10	1	95	-	68	1	-	-	-	91	10
Текстил и обработени кожи без косъм и изделия от тях; облекло	111	1	-	33	-	17	-	-	-	-	53	7
Дървен материал и изделия	60	-	-	7	-	12	14	-	-	12	15	-
Дървесна маса, хартия, картон; издания, полиграфия	170	-	-	53	-	23	4	-	-	53	27	10
Машини, мет. изделия и оборудване	123	2	-	32	-	13	-	-	-	-	74	2
Превозни средства	10	-	-	-	-	1	-	-	-	-	9	-
Други (вкл. строителство)	197	6.3	-	11	-	5.9	3	-	-	-	6.0	1
Транспорт	2678	-	-	37	-	2607	-	2	-	-	32	-
Домакинства, търговия, обществени организации и др., в т.ч.	3239	170	65	133	-	280	624	33	-	-	1432	502
Домакинства	2073	161	63	33	-	26	607	-	-	-	806	377
Статистическа разлика	100	-29	-	86	3	18	-	-	-	-	26	-4

Крайно потребление на енергия в нефтен еквивалент

Крайното потребление на енергия (КЕП) в нефтен еквивалент е представено в таблица 1.2.3. Потреблението в отделните отрасли се характеризира със следното:

Табл. 1.2.3. Крайно потребление на енергия в нефтен еквивалент, хил. т н.е.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Общо	8744	8278	8291	8410	9048	8915	9293	9722	9528
Индустрия	3487	3293	3270	3145	3385	3413	3432	3532	3611
Метални руди		77	79	76	67	64	67	72	113
Неметални материали и суровини		35	32	33	38	39	44	38	
Хранителни продукти, напитки и тютюневи изделия	322	310	294	291	269	286	294	289	276
Текстил	85	77	72	74	83	84	85	86	107
Облекло	28	28	32	36	38	33	32	33	
Кожи, кожени изделия, обувки и продукти	14	10	7	5	6	4	4	4	
Дървен материал и изделия от него, картон, изделия	49	45	49	54	57	59	56	64	60
Дървесна маса, хартия и хартиени изделия	93	98	71	137	156	188	190	168	170
Издавателство и полиграфия		4	4	3	4	4	4	5	
Нефтопродукти		455	462	413	478	438	432	424	424
Химикали, химически продукти и влакна	514	614	618	505	521	538	554	575	575
Изделия от каучук и пластмаси	44	30	31	35	38	67	65	69	94
Продукти от други неметални минерални суровини	509	507	504	549	550	590	613	673	778
Черни метали	723	604	600	560	724	649	597	616	795
Цветни метали	172	164	158	125	136	158	154	158	
Леене	26	18	47	49	11	10	12	12	
Метални изделия, машини и оборудване	113	103	98	94	94	90	97	96	73
Електрическо и оптично оборудване	36	31	30	28	27	23	25	25	27
Транспортни средства	17	12	11	17	10	10	10	9	10
Други изделия	21	16	14	13	16	14	17	17	16
Строителство	46	49	51	46	59	53	70	90	85
Транспорт	2029	1839	1948	2055	2319	2396	2642	2800	2678
Домакинства, търговия, общ. организации и др.	3230	3145	3073	3210	3345	3107	3217	3391	3239
Домакинства	2249	2189	2033	2193	2304	2146	2127	2183	2073

- Крайното потребление на енергия в **индустрията** през 2007 г. е 37.9 % от общото КЕП. От 2001 до 2007 г. то нараства с 1.73%/г. (Таблицата показва динамиката на КЕП за всички подотрасли на индустрията, съответстващи на потребителските категории на ECON модела);

- Делът на **транспорта** в КЕП през 2007 г. е 28.1%. Той нараства с 6.26%/г. за последните шест години;

- През 2007 г. делът на **сектор „Услуги“** (търговия, обществени организации и др.) е 12.23%. Ръстът през 2001–2007 г. е 2%/г.;

- Делът на **домакинствата** в КЕП през 2007 г. е 21.75%. От 2001 до 2003 г. потреблението нараства с 271 т н.е. (4.4%/г.); от 2004 до 2005 г. то намалява с 231 т н.е. (2.5%/г.). Значителното намаление през последните години се дължи на рязкото увеличение на цените на енергийните носители и ниския жизнен стандарт на по-голямата част от населението.

Крайно енергийно потребление по видове енергийни източници

Крайното енергийно потребление по видове енергийни източници е представено в таблица 1.2.4.

- През 2007 г. делът на електроенергията в КЕП е 24.5%. Крайното електропотребление за периода 2001–2007 г. нараства с 1.73%/г.;

- Биомасите и промишлените отпадъци са най-динамично развиващите се крайни енергоносители в страната. В края на 2007 г. те са 8.14% от крайното енергопотребление (6.37% – в домакинствата). Ръстът на този ресурс за 2001–2007 г. за страната е 7.23%/г., за домакинствата – 4.1%/г., а за индустрията – 27.6%/г.

Ще отбележим, че България продължава да бъде уникална страна с много ниска битова газификация.

1.3. Развитие на индустрията**1.3.1. Характеристики на отделни промишлености**

Преработващият сектор е най-важният подотрасъл на промишлеността от гледна точка на размера на добавената стойност и разхода на енергия. В [8] бе направен анализ на динамиката и конкурентоспособността на преработващата индустрия в страната, който ние използвахме за целите на националния доклад [1]. За съжаление след описаните по-горе влияния на световната икономическа криза този анализ не е актуален. Средносрочните статистически трендове са пречупени. Българската статистика не публикува отделни краткосрочни данни за подсекторите на индустрията, особено според категориите на ECON

Табл. 1.2.4. Крайно потребление на енергия по видове енергоресурси, хил. т н.е.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Общо	8744	8278	8291	8410	9048	8915	9293	9722	9528
Индустрия	3487	3293	3270	3145	3385	3413	3432	3532	3611
Транспорт	2029	1839	1948	2055	2319	2396	2642	2795	2678
Други, в т.ч.	3230	3145	3073	3210	3345	3107	3217	3391	3239
Селско стопанство, горско стопанство и риболов	302	307	271	273	277	273	297	295	265
Домакинства	2249	2189	2033	2193	2304	2146	2127	2183	2183
Въглища	317	278	326	333	394	486	481	462	516
Индустрия	180	202	271	233	234	325	303	266	346
Транспорт	-	0	0	0	0	0	0	0	0
Други, в т.ч.	136	77	54	100	160	161	178	196	170
Селско стопанство, горско стопанство и риболов	1	0	1	1	0	1	3	4	9
Домакинства	113	74	52	96	156	155	169	185	161
Горива от въглища и лигнити	744	550	490	585	597	452	318	308	295
Индустрия	437	309	341	332	356	304	214	214	230
Транспорт	-	0	0	0	0	0	0	0	0
Други, в т.ч.	307	241	149	253	241	148	104	94	65
Селско стопанство, горско стопанство и риболов	1	1	0	1	1	1	2	2	2
Домакинства	304	239	147	250	237	146	101	91	63
Суров нефт и нефтопродукти	3393	3007	3114	3183	3468	3453	3669	3870	3705
Индустрия	1003	833	776	800	854	804	777	804	818
Транспорт	1983	1800	1910	2016	2281	2354	2588	2736	2607
Други, в т.ч.	405	374	427	367	332	295	304	330	280
Селско стопанство, горско стопанство и риболов	267	263	240	240	241	233	244	237	
Домакинства	20	18	19	22	29	27	27	28	26

Природен газ	880	937	778	741	814	799	933	1078	1081
Индустрия	859	912	745	706	766	736	831	933	911
Транспорт	-	0	0	0	0	6	19	25	37
Други, в т.ч.	22	25	33	35	48	58	83	120	133
Селско стопанство, горско стопанство и риболов	6	13	14	15	17	22	27	32	
Домакинства	-	0	1	1	3	6	14	25	33
Електроенергия	2049	2074	2108	2066	2158	2122	2208	2310	2339
Индустрия	728	737	776	728	790	835	846	863	675
Транспорт	46	39	38	39	38	36	35	34	32
Други, в т.ч.	1276	1298	1295	1299	1331	1251	1326	1413	1432
Селско стопанство, горско стопанство и риболов	16	15	14	14	15	13	16	17	18
Домакинства	870	848	838	800	800	754	778	800	806
Топлоенергия	954	877	934	860	911	866	939	899	815
Индустрия	253	272	317	299	302	318	335	318	313
Транспорт	-	0	0	0	0	0	0	0	0
Други, в т.ч.	701	604	618	561	610	548	604	582	502
Селско стопанство, горско стопанство и риболов	-	0	0	0	0	0	0	0	
Домакинства	584	508	489	439	472	424	438	419	377
Биомаса и промишлени отпадъци	407	555	541	642	706	737	745	790	776
Индустрия	25	28	44	47	83	91	126	134	117
Транспорт	-	0	0	0	0	0	0	0	
Други, в т.ч.	383	526	497	595	623	646	618	656	624
Селско стопанство, горско стопанство и риболов	11	15	2	2	3	3	5	3	
Домакинства	358	502	487	585	607	634	600	635	607

модела, а производствата на топлоенергия и електроенергия, както и на добивната промишленост не са включени като самостоятелни раздели. Тъй като в страната липсва актуален анализ на развитието на отделните промишлености при сегашните реалности за целите на електроенергийните сценарии, в този раздел ще приведем само бегъл преглед на подотраслите, а в следващия раздел е представено тяхното развитие през последната година въз основа на Конюнктурните анализи на Агенцията за икономически анализи и прогнози.

Черна металургия

Произведената продукция през 2005 г. е на стойност 2858 млн. лв. (1460 млн. евро). През 2006 г. нараства, след което започва постепенно да намалява, а през последните месеци от 2008 г. и през 2009 г. започва срив на производството на основни метали. Намалява производството на чугун, стомана и феросплави поради закриване на основни производства в МК „Кремиковци“ и влошаване състоянието на другите металургични предприятия. Неизвършеното реструктуриране, високата енергоемкост, силната зависимост от вноса на суровини, силната конкуренция на вътрешния пазар от вноса на ниски цени, необходимостта от големи инвестиции за кратки срокове за изпълнение на екологични стандарти са основните доводи, които вещаят продължаващо намаляване на производството и през 2010 г. Вероятността за последващо възстановяване е нищожна.

Цветна металургия

Тя е с нарастващ дял в преработващата промишленост до 2008 г. Създадената брутна добавена стойност през 2005 г. е 131.2 млн. евро. Поради спецификата на производството подотрасълът е силно чувствителен към цената на електроенергията. Производителността на труда е 2.5 пъти по-ниска от тази в ЕО. Около 83% от продукцията е за износ. През последните месеци на 2008 и през 2009 г. производството и оборотът на цветната металургия силно намаляват. Приемаме, че през 2010 и 2011 тяхното производство постепенно ще се възстанови до нивата на 2006–2007 г.

Химическа промишленост

Включва производството на химически вещества, продукти и влакна. Произведената продукция през 2005 г. възлиза на 946 млн. евро. Делът на създадената добавена стойност в преработващата промишленост през 2005 г. е 7.1%. През 2006 г. производството се запазва, а през 2007 и до октомври 2008 нараства, след което започва чувствителен спад.

Сред силните страни на подотрасъла следва да се отбележат сравнително високата производителност на труда, експортната ориентация и значителният производствен потенциал. Сред слабите страни са недо-

статъчните финансови ресурси за спазване на регламентите за опазване на околната среда, недостатъчните средства за технологично обновяване, високата енергоемкост, високата степен на зависимост от цените на електроенергията и природния газ.

Промишленост за продукти от други неметални минерални суровини

Тя включва производство на стъкло и изделия от стъкло, производство на керамични изделия, керамични плочки, тухли, керемиди, цимент, гипс и т.н. Делът на създадената брутна добавена стойност в преработващата индустрия през 2005 г. е 7.6% (съответно 243.2 млн. евро).

Подотрасълът има висок ръст на продукцията, дългосрочни фирмени стратегии, около 5 пъти по-ниска производителност на труда спрямо тази в ЕО, ниски разходи за труд, ограничен потенциал на вътрешния пазар, силно конкурентен внос на евтини изделия от страни извън ЕО, строги екологични изисквания към производствените дейности в сектора.

Промишленост за добив на суровини (с изключение на енергийни суровини)

Създадената брутна добавена стойност в подотрасъла през 2005 г. е 308 млн. евро с дялово участие от 9.6%. Поради настъпилите структурни промени през последните години този дял нарасна.

Хранителни продукти, напитки и тютюневи изделия

Делът на произведената продукция в подотрасъла спрямо създадената брутна добавена стойност в преработващата индустрия през 2005 г. е 17.5% (съответно 560 млн. евро). Хранително-вкусовата промишленост е силно фрагментиран подотрасъл, част от който не притежава достатъчен капацитет за инвестиране, техническо обновление, иновативност и стратегическо планиране. В краткосрочен план може да се очаква закриване на редица предприятия с ограничен капацитет за спазване стандартите на ЕО.

Текстилна, кожарска промишленост и облекло

В националната статистика подотрасълът се състои от: производство на текстил и изделия на текстил, производство на облекло, включително кожено, и производство на обработени кожи без косъм и изделия от тях.

Делът на подотрасъла в създадената брутна добавена стойност в преработващата индустрия през 2005 г. е 14.5% (съответно 464 млн. евро). Българската текстилна промишленост има потенциал да запази позициите си в европейската текстилна индустрия. Направени са вече инвестиции за производство на качествени текстилни материали и облекло. Слаби страни са ниската производителност на труда, силната зависимост от вноса на суровини и материали и недобре развитата суровинна база.

Хартиена и полиграфическа промишленост

Тя включва производството на дървесна маса, хартия, картон и изделия от хартия и картон, издателска и полиграфическа дейност. Създадената брутна добавена стойност в подотрасъла през 2005 г. е 150.4 млн. евро.

Подотрасълът е с високи разходи за внос на суровини и материали и отрицателен външнотърговски баланс. Изоставането в производството на дървесна маса, хартия и картон по производителност на труда в сравнение с отрасъла в ЕО е 11 пъти.

Машини и друга метална промишленост

Създадената брутна добавена стойност в подотрасъла през 2005 г. е 307 млн. евро. Подотрасълът има предимство спрямо страните от ЕО по отношение на цената на труда – разходите за труд на един нает са 12 пъти по-ниски от тези на водещите страни в ЕО. Производителността на труда е 10 пъти по-ниска в сравнение със средното ниво в ЕО.

Други неklasифицирани промишлености

Те включват производството на дървен материал и изделия от него, производството на кокс и нефтени продукти, производството на изделия от каучук и пластмаса, производството на електрооптично оборудване и друго оборудване, производството на превозни средства, други производства, неklasифицирани другаде.

Общата брутна добавена стойност на другите промишлености, неklasифицирани другаде, през 2005 г. е 557.2 млн. евро.

1.3.2. Развитие на потреблението на електроенергия в индустрията в съответствие с потребителските категории на ECON

Ежегодно публикуваните статистически данни в България не отразяват динамиката на електропотреблението в индустрията с еднакви потребителски категории, използвани в модела на Европейската комисия ECON. Разликите са следните:

- В модела ECON секторът дървен материал и изделия от него, без мебели, е обединен със сектора Хартия, издателски и полиграфически изделия и образуват сектор Хартиена и полиграфическа промишленост с кодов номер 101840.

- В модела ECON секторът Превозни средства е включен в сектора Други (вкл. строителство) и образуват сектор Други неklasифицирани промишлености с кодов номер 101850.

Ето защо в таблица 1.3.1. потреблението на електрическа енергия в ГВтч/г. е показано в съответствие с потребителските категории на ECON, събрани от енергийните баланси на Националния статистически институт за 2001–2007 г. [6], [7]:

- През 2007 г. дялът на **черната металургия** е 17.60% от крайното потребление на електрическа енергия в индустрията (КПЕЕИ). За 2001–2007 г. потреблението намалява с 1.66%/г.;

- **Цветната металургия** през 2007 г. потребява 8.34% от КПЕЕИ. За 2001–2007 г. потреблението нараства с 0.1%/г.;

- Дялът на **химическата промишленост** през 2007 г. е 17.71% от КПЕЕИ. За 2001–2007 г. потреблението намалява с 4.4%/г.;

- Дялът на **промишлеността за продукти от други неметални минерални суровини** през 2007 г. е 9.71% от КПЕЕИ. Ръстът за 2001–2007 г. е 9.45 %/г.;

- **Промишлеността за добив (без добива на енергийни суровини)** през 2007 г. потребява 9.14% от КПЕЕИ. Ръстът за 2001–2007 г. е 0.5%/г.;

- **Промишлеността за хранителни продукти, напитки и тютюневи изделия** през 2007 г. потребява 10.40% от КПЕЕИ. Ръстът ѝ за 2001–2007 г. е 3.07%/г.;

- **Текстилната, кожарската промишленост и облеклото** през 2007 г. потребяват 6.06% от КПЕЕИ. Нарастването за 2001–2007 г. е 5.50%/г.;

- **Хартиената и полиграфическа промишленост** през 2007 г. потребяват 4.80% от КПЕЕИ. Нарастването за 2001–2007 г. е 17.20%/г.;

Таблица 1.3.1. Крайно потребление на електроенергия в индустрията според потребителските категории на ECON, ГВтч

ИКЕ кодове		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	Индустрия	10 046	9 158	9 197	9 713	9 838	10 034	10 176
101805	Черна металургия	1 990	1 128	1 959	1 868	1 740	1 944	1 791
101810	Цветна металургия	803	599	753	820	816	833	849
101815	Химическа промишленост	2 372	1 732	1 536	1 580	1 677	1 742	1 803
101820	Промишленост за продукти от други неметални минерални суровини	631	759	638	698	790	877	989
101825	Промишленост за добив (без добива на енергийни суровини)	902	745	875	827	884	891	930
101830	Хранителни продукти, напитки и тютюневи изделия	893	854	869	1 117	1 240	1 068	1 058
101835	Текстилна, кожарска промишленост и облекло	463	444	509	553	562	597	616
101840	Хартиена и полиграфическа промишленост	240	392	464	651	490	560	488
101845	Машини и друга метална промишленост	628	1 296	802	760	819	795	861
101850	Други неklasифицирани промишлености	969	1 081	792	839	820	729	802
101899	Статистическа разлика	155	129				58	302

Забележка: Потреблението на електроенергия в енергийния сектор и загубите при пренос и разпределение през последните години са представени в комбинация с прогнозата на тези стойности в табл. 2.11, раздел 2.1.6.

- **Машини и друга метална промишленост** през 2007 г. потребяват 8.46% от КПЕЕИ. Нарастването за 2001–2007 г. е 6.18%/г.;
- **Други некласифицирани промишлености** през 2007 г. потребяват 7.89 % от КПЕЕИ. Намалението за 2001–2007 г. е 2.87%/г.;

1.3.3. Развитие на промишлеността през последната година

Тенденцията на негативно развитие на индустрията започва през август 2008 г., когато е отчетен спад на промишленото производство от 6.2%. Промислените продажби също регистрират спад от 5.8% на годишна база. Спадът се дължи основно на отраслите производство и леене на метали, текстил и облекло, лекарствени вещества и продукти.

Основен фактор за спада в черната металургия бяха ликвидните проблеми и намаляването на производството на металургичния комбинат „Кремиковци“. Намаля производството и в отрасли, свързани с металургията по технологичната верига, като производство на метални изделия за строителството и друго металообработване. Допълнително влияние оказва спадът на цените на металите и неметалните суровини на международните пазари, поради което намаляха производството на благородни и цветни метали и добивът на неметални материали и суровини. Общо тези отрасли допринасят с 2.3 процентни пункта за спада в промишлените продажби.

След спада през август, през септември 2008 г. беше отчетено слабо нарастване на промишленото производство от 1.2%. Промислените продажби също регистрираха нарастване от 2.5% на годишна база. Подобриенето се дължи основно на отраслите производство на хранителни продукти, напитки и тютюневи изделия, на химични продукти, на изделия от каучук и пластмаса, които регистрираха значителен растеж.

През октомври 2008 г. промишленото производство регистрира спад на годишна база 1.9%. По-значителни спадове имаше в добива на метални руди, производството на канцеларска и електронноизчислителна техника, производството на обувки. Промислените продажби спаднаха с 5% на годишна база, като с най-голям отрицателен принос бяха отраслите производство на рафинирани нефтопродукти, производство и леене на метали, производство на текстил и изделия от текстил, добив на метални руди. Тази динамика бе повлияна най-вече от намалението на международните цени на енергоносителите и продуктите от тях, както и от спада в цените на металите.

През ноември 2008 г. промишленото производство за втори пореден месец регистрира спад с 5% в сравнение с октомври и с 8.8% на годишна база. По-значителни спадове спрямо предходния месец имаше в производството на химически продукти – 22.5%, производство на дървен материал и изделия от него, без мебели – 19.1%, производство на елек-

трически машини и апарати – 14.9%, производство на метални изделия, без машини и оборудване – 12.5%. В добивната промишленост беше отчетен спад от 6.7% на годишна база, с най-голям спад за втори пореден месец в производството на метални руди – 33.1%. Вероятна причина за това е по-ниското търсене от страна на металургията, която отчете спад от 12.5% в сравнение с предходния месец и 10.8% на годишна база.

През декември 2008 г. промишленото производство регистрира спад за трети пореден месец с 8.3% на годишна база (–9.3% през ноември). В добивната промишленост беше отчетен спад от 25.1% на годишна база с най-голямо намаление в производството на метални руди – 64.9%. В преработващата промишленост беше отчетен спад от 10.2% (–11.6% през ноември), като най-голямо свиване имаше в производството на обувки и на автомобили и части за автомобили. Промислените продажби спаднаха с 10.8% на годишна база (–11.7% през ноември), като с най-голям отрицателен принос бяха отраслите: производство на рафинирани нефтопродукти, производство и леене на метали, производство на текстил и изделия от текстил, на продукти от други неметални минерални суровини, на облекло. Продажбите на промишлените предприятия за износ отбелязаха значително намаление от 22.5% на годишна база (спрямо 13.1% и 17.3% спад през октомври и ноември). Най-голям отрицателен принос имаха отраслите производство на рафинирани нефтопродукти, производство и леене на метали, на машини, оборудване и домакински уреди, на химични продукти, на облекло, на мебели. Спрямо предходната година нараснаха продажбите за износ на тютюневи изделия, на канцеларска и електронноизчислителна техника, на електрически машини и апарати, на превозни средства, без автомобили.

През януари 2009 г. промишленото производство регистрира спад за четвърти пореден месец с 13.3% на годишна база (–8.5% през декември). В добивната промишленост беше отчетен спад от 27.2% на годишна база, с най-голямо намаление в добива на метални руди –51.2%. В преработващата промишленост беше отчетен спад от 15.7% (–10.2% през декември), като най-голямо свиване имаше в производството на метални изделия и производството на текстил и изделия от текстил без облекло. Освен спада във външното търсене, който се наблюдава от последното тримесечие на 2008 г. насам, негативно влияние върху промишлеността оказаха спрените доставки на природен газ за страната в периода 6–21 януари. Те засегнаха най-вече химическата промишленост и металургията, но също така и редица други отрасли. В резултат на това с най-голям отрицателен принос в индекса на промишленото производство бяха отраслите производство на метални изделия, без машини и оборудване, на химични продукти, производство на изделия от други неметални минерални суровини, производство на облекло. Продължаващият спад в

строителството доведе до по-слабо търсене на метални изделия и на изделия от неметални минерални суровини, които също са сред отраслите с най-голям отрицателен принос. Спад е отчетен и в производството на хранителни продукти и на изделия от каучук и пластмаса.

През февруари 2009 г. промишленото производство регистрира спад от 17.7% на годишна база (-18.4% през януари). В добивната промишленост беше отчетен спад от 26.8% на годишна база – с най-голямо намаление в добива на метални руди -33%. В преработващата промишленост беше отчетен спад от 23.2% (-24% през януари), като най-голямо свиване имаше в производство на автомобили, ремаркета и полуремаркета и производство на превозни средства, без автомобили. Най-голям принос в спада на промишленото производство имаха отраслите от металургията и производството на неметални минерални суровини, които бяха засегнати и от по-ниското търсене от страна на строителството. Производството на основни метали и на метални изделия, без машини и оборудване, намаля с 25.5% на годишна база, а производството на изделия от неметални минерални суровини – с 38.5%. Значителен отрицателен принос имаше и отрасълът производство на облекло, който спадна с 32.7% на годишна база. Значителен негативен принос имаха и отраслите производство на машини и оборудване и производство на изделия от пластмаса, които спаднаха съответно с 24.7% и 29.8%.

През март 2009 г. промишленото производство регистрира спад от 17.1% на годишна база (-17.7% през февруари). В добивната промишленост беше отчетен спад от 23.8% на годишна база, като добивът на метални руди регистрира известно възстановяване в сравнение с предходния месец. Добивът на неметални минерални суровини продължава да намалява поради ниското търсене от страна на строителството. В преработващата промишленост беше отчетен спад от 24.1% (-23.2% през февруари), като най-голям е той в производството на превозни средства без автомобили, на дървен материал и изделия от него, на химични продукти. Въпреки неблагоприятните условия има отрасли, които продължават да се развиват добре: в печатната дейност и възпроизвеждането на записани носители беше регистриран растеж от 13.2% на годишна база, а в производството на тютюневи изделия – 10.7%. Най-голям принос за спада на промишленото производство имаха отраслите производство на основни метали (-20.8% на годишна база) и производство на изделия от неметални минерални суровини (-36.6%). Значителен отрицателен принос имаха и отраслите производство на метални изделия без машини и оборудване – 37.1% на годишна база, производство на химични продукти – 44.8%, производство на облекло – 34.4% и производство на машини и оборудване – 27.4%.

През април 2009 г. промишленото производство регистрира спад от 20% на годишна база (-16.9% през март). Най-голям принос за спада имаха отраслите производство на основни метали (-32.9% на годишна база), производство на изделия от неметални минерални суровини (-34.7%) и на метални изделия, без машини и оборудване (-38.6). Оборотът на промишлените предприятия намаля с 20.7% на годишна база (-21% през март), като по-значително беше свиването на оборота на външния пазар. Оборотът на промишлените предприятия за износ намаля с 34.9% на годишна база (при 38.9% през март).

През май 2009 г. промишленото производство регистрира спад от 22.1% на годишна база (-20.2% през април). Задълбочаване на спада имаше и в трите основни сектора – добивна промишленост, преработваща промишленост и производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газ.

През юни 2009 г. промишленото производство регистрира спад от 18.7% на годишна база (-22% през май). В преработващата промишленост и в разпределението на електрическа и топлинна енергия и на газ се наблюдаваше забавяне в спада на показателя, докато в добивната промишленост той продължи да се задълбочава.

През юли 2009 г. промишленото производство регистрира спад от 18.9% на годишна база. В добивната промишленост и в разпределението на електрическа и топлинна енергия и на газ се наблюдаваше подобряване на производството, докато в преработващата промишленост спадът се задълбочи.

През август 2009 г. стойността на промишленото производство намаля с 15.9% на годишна база. Известно подобрение спрямо юли има в производството на благородни и цветни метали, както и в строителството на плавателни съдове.

Приведохме подробно помесечни извадки от наличните конюнктурни анализи на АИАП, за да подчертаем трайната тенденция на задълбочаващата се криза, която следва да се отчете в средносрочните оценки и дългосрочните прогнози. Най-силен бе спадът в отраслите на добивната и на преработващата промишленост. Общият индекс на промишленото производство спадна под нивото на 2005 г. и през първото полугодие на 2009 г. се колебае около това ниво. В резултат на неблагоприятната външна конюнктура и отлаганите национални проблеми, свързани с енергоемкостта, негативното развитие на индустрията ще продължи и през следващата година. Вследствие от фалирането или прекратяването на дейността на редица основни досега производства през следващите години тяхната дейност не може да се възстанови. Тази тенденция се залага и в раздел 2.1. за потреблението на електроенергия от индустрията.

Основни изводи за развитие на индустрията

- Бъдещото развитие на промишлеността е свързано с недостатъчната конкурентоспособност на българските предприятия. Само в някои от тях увеличената продукция през последните години е резултат от увеличена енергийна и икономическа ефективност, постигната чрез подобряване на технологията.

- Преработващата промишленост като цяло се характеризира с ниско равнище на концентрация на производствените процеси, ниска степен на автоматизация, използване на стари технологии, голяма енергоемкост и невъзможност за съществено увеличаване на брутната добавена стойност.

- При производствената дейност най-голям принос в брутната добавена стойност имат четири подотрасъла: хранителни продукти и напитки, машиностроене, нефтопродукти и облекло.

- Производителността на труда нараства, но номинално остава ниска и е около 10% от средната в страните на ЕО. Най-ниска е в секторите с висока експортна ориентация и с най-ниска средна работна заплата (текстил и облекло, кожи). Ниската цена на труда е основната причина за тяхната конкурентоспособност. България се развива по-слабо в областта на средно- и високотехнологичните отрасли.

- Преработващата промишленост привлича около 20% от преките чуждестранни инвестиции в страната. През последните години този дял намалява и се измества към сектора на услугите, в т.ч. комуникациите, финансовия сектор и недвижимите имоти.

- В промишлеността намаляват разходите за НИРД, което говори за недостатъчна възможност за самостоятелно българско иновационно развитие. Конкурентните предимства на българските компании се основават на ниски производствени разходи, но тези предимства са неустойчиви и губещи в дългосрочен план.

1.4. Политика в областта на енергопотребностите и енергодоставянето

1.4.1. Енергийната стратегия на България

Енергийната стратегия на България [9] бе приета от Народното събрание на 17 юли 2002 г. Тя се състои от три основни части: обща енергийна политика, секторна политика и ключови действия и очаквания за периода 2002–2005 г. Накратко ще коментираме последната част.

Ключови действия и очаквани резултати за периода 2002–2005 г.

Частта формулира основните стъпки на реформата в енергетиката: законова рамка, регулаторна рамка, приватизация, електроенергетика,

газоснабдяване, топлоснабдяване, въгледобив, социална защита. Очакваните резултати са показани на фигура 1.4.1.

Коментари по обхвата и съдържанието на енергийната стратегия

Енергийната стратегия на една страна обикновено съдържа основните количествени измерения на перспективните енергопотребности, енергиен баланс, ресурсно и технологично развитие, енергоикономически показатели, инвестиционна, екологична, инфраструктурна и други политики за предстоящите 20–30 г. **Съществуващата стратегия от 2002 г. не съдържа количествена визия за развитието и всъщност е четиригодишен план за пазарна реформа и приватизация в енергетиката без индикативни цели.**

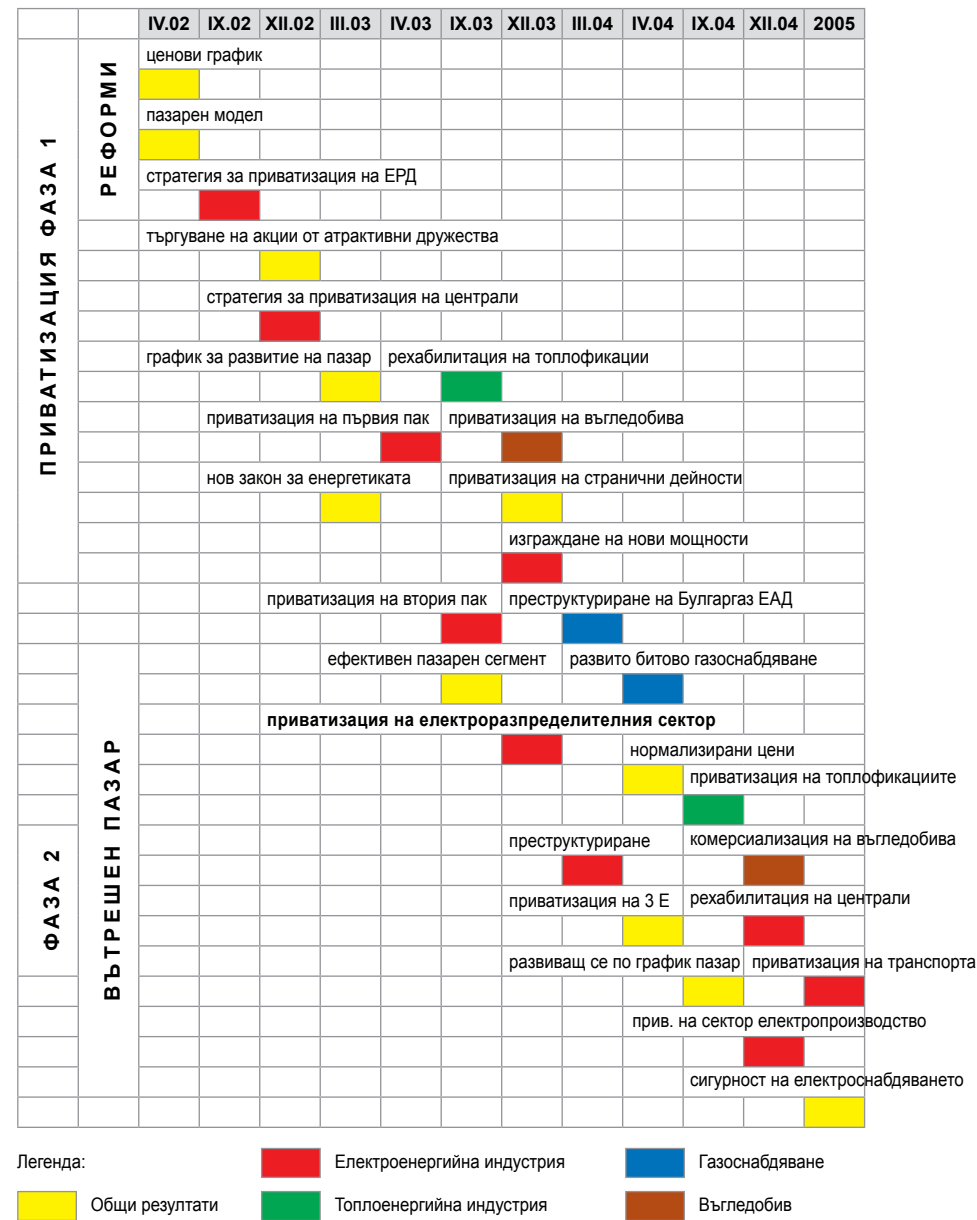
Сред **положителните резултати** на този план могат да се отбележат:

- Създаването на регулиращ орган (ДКВЕР);
- Намаляването на значителна част от ценовите енергийни субсидии;
- Въвеждането на регулаторни правила за определяне на енергийни цени в електроенергетиката, топлоенергетиката и газоснабдяването и очакване за по-голяма прозрачност при ценообразуването;
- Реализацията на набелязаните четири етапа за ръст на цените в електроенергетиката, което е сериозен стимул за енергийна ефективност;
- Въвеждането на социално ориентирани тарифи в хода на реформата;
- Създаването на закон за енергетиката и закон за енергийната ефективност, съобразени с европейските изисквания и директиви.

Сред **непостигнатите цели и недостатъци** на реформата и действията за последните години следва да се отбележат:

- Отклонения от декларираната инвестиционна политика, в частност от декларираното намаляване на капиталовите разходи, и насочване на ограничените инвестиционни разходи на държавата предимно към енергийна ефективност;
- Недостатъчна прозрачност и съмнителна целесъобразност на приватизацията в някои области, в частност преотстъпването на суверенитета на държавата в електроразпределението на външни, включително външни държавни, собственици в структуроопределящите електропроизводство и електроразпределение;
- Нееднократно декларираното разширяване на „социалната защита и социалните гаранции“ не само че не бе разширено, а практически отпадна. В резултат на прекалено бързия ръст на цените на електроенергията до равнища, значително надвишаващи набелязаното в гореспоменатите етапи, и изпълнение на графика за повишаване на цените за топлоенергия, цените за електро- и топлоенергията прераснаха в тежко бреме за обикновения български гражданин.

Фиг. 1.4.1. Очаквани резултати от енергийната стратегия от 2002 г.



С изключение на присъединяването на електроенергийната ни система към UCPE и построяването на електропровода с напрежение 400 кV между България и Македония практически нищо не беше постигнато от набелязаното повишаване на надеждността на енергийните доставки, особено на природния газ, въпреки изгодното географско разположение на България.

Сред **погрешно формулираните** и още по-погрешно постигнатите цели са:

- Реорганизиране: Раздробяването на електропроизводството чрез юридическо отделяне на всяка електроцентрали и впоследствие преотстъпване на собствеността чрез неефективни за държавата сделки;
- Търгуването на акции на атрактивни дружества бе заменено с непрозрачно преотстъпване на големи части или цялата собственост на електроцентрали, мини, електроснабдителни дружества, топлофикации и т.н.;
- График за развитие на пазара. Избраният пазарен модел в литературата е признат за „най-див“. Той задълбочи непрозрачността на пазара, вместо да създаде конкурентност;
- Рехабилитацията на топлофикациите не се е състояла;
- Няма изградени нови мощности;
- „Ефективен пазарен сегмент“ – ефективен за група търговци, големи потребители и централи, но неефективен за останалите;
- Развитие на битовото газоснабдяване – има изгледи да започва едва сега;
- Преструктуриране на НЕК – неудачно. Предстои ново преструктуриране;
- „Сигурно енергоснабдяване“ – досега то бе инерционно. Некоректната реформа тепърва ще се отрази негативно на сигурността.

Неформулирани и непостигнати цели:

- Не бе постигнато подобрене на структурата на енергоносителите и на енергийната ефективност в производството, преноса и разпределението на енергия;
- В стратегията въобще не е поставена задачата за интегрирано енергийно планиране на енергопотребностите (включващо енергийна ефективност) и енергодоставянето;
- Цените на електро- и топлоенергията се превръщат в тежък товар за средния български гражданин в резултат от бързия ръст на преувеличените цени на електроенергията до нива, които значително превишават планираните в по-горе изброените етапи, отпадането на тарифите за социална сигурност и изпълнението схемата на ръста на цените на топлоенергията.

За пълнота на изложението сме задължени да споменем, че през август 2008 г. Министерството на икономиката и енергетиката (<http://www.mi.government.bg>) публикува така наречената Концепция за проект за енергийна стратегия, а през месец ноември – самия Проект на Енергийна стратегия на България до 2020 г. За съжаление за втори път през това десетилетие не се предлага енергийна стратегия, основана на количествена визия за устойчиво развитие на обществото, включително перспективи на икономическо развитие, енергийни потребности, енергиен баланс,

ресурсно и технологично развитие, енергоикономически показатели, инвестиционна и инфраструктурна политика за предстоящите 20–30 години. Проектът е по-скоро сбор от пъстроцветни популистски декларации, в които думата криза не се споменава, а ние не намерихме полезни за ползване материали.

1.4.2. Политика за повишаване на енергийната ефективност

Според Закона за енергийна ефективност държавната политика за повишаване на енергийната ефективност се осъществява от министъра на икономиката и енергетиката чрез Агенцията по енергийна ефективност въз основа на национални дългосрочни и краткосрочни програми по ЕЕ, приети от Министерския съвет (МС).

Разработени и приети програми

Национална дългосрочна програма по енергийна ефективност до 2015 г. (НДПЕЕ), приета от МС с Решение № 620/04.07.2005 г. [10]. Програмата прави детайлен анализ на енергийния баланс и енергийната ефективност на макроикономическата среда и отрасловото развитие, на отрасловата крайна енергийна ефективност, на изводите и мерките за реализиране на целите в периода 1997–2003 г. Очаквани резултати от нейната реализация: намаляване на енергийната интензивност на БВП със 17% на ниво първично потребление на енергия и с 8% на ниво крайно потребление на енергия.

- На база НДПЕЕ е разработена *Национална краткосрочна програма по енергийна ефективност 2005–2007 г. (НКПЕЕ)*, приета от МС на 15 декември 2005 г. Предвидените мерки по ЕЕ се базират на постъпилите в АЕЕ общински, областни и отраслови краткосрочни програми по ЕЕ. В нея бяха обхванати 552 проекта на обща стойност 276 млн. лв.

- *План за действие 2008–2010 г. за прилагането на Директива 2006/32/ЕО от 05.04.2006 г.* за подобряване на енергийната ефективност в България и определянето на междинна индикативна цел за енергоспестяване при крайните потребители [11]. Директивата стимулира енергийната ефективност при крайното потребление и енергийните услуги. Тя изисква въвеждането на задължителна национална цел за енергийно спестяване до 2016 г. в размер на 9% от крайното енергийно потребление за 9 години (средно по 1% годишно). Планът анализира подзаконовите актове и мерките за реализиране на Директивата и индикативните цели за България за спестявания за първия тригодишен период до края на 2010 г. (2% – 143 хил. т н.е.), до 2013 г. (5.5% – 393 хил. т н.е.) и задължителната цел до 2016 г. (9% – 643 хил. т н.е.).

- Към програмите, касаещи енергийната ефективност, е и *Националната стратегия за финансиране изолацията на сградите за перио-*

да 2005–2020 г., приета от МС на 14 юли 2005 г. Стратегията предвижда чрез републиканския бюджет през следващите 15 години да се осигурят средства за финансиране изолацията на 508 държавни и 3454 общински сгради, както и на 65 0981 частни панелни жилища. Общата сума, която републиканският бюджет трябва да осигури за цялостното изпълнение на стратегията, е около 657 млн. лв. за целия период до 2020 г.

Други програми

Те включват: Програма за повишаване на енергийната ефективност в сектор Транспорт, Целева програма по ЕЕ за 2006 г. в сградния фонд, Национална дългосрочна програма за насърчаване използването на ВЕИ 2005–2015 г., Целева програма по ЕЕ за 2007 г. Очакваният общ ефект от всички гореизброени програми до 2015 г. при адекватно финансиране е обобщен по следния начин: за периода до 2007 г.: над 250 хил. т н.е.; за следващия шестгодишен период до 2011 г.: над 910 хил. т н.е.; за следващия десетгодишен период (до 2015 г.): над 2100 хил. т н.е., което се равнява на над 2.4 млрд. лв. по цени на горивата към 2007 г. Към последните две оценки трябва да се добави и ефектът от реализацията на следващите три краткосрочни тригодишни програми, обхващащи периода от 2008–2015 г., чиито параметри все още не са изяснени, а също и ефектът от поэтапното обновяване на около 650 хиляди жилища.

- Важен резултат от реализирането на програмата е и количеството спестени емисии на парникови газове, възлизащо приблизително на 600 хиляди тона CO₂.

Нормативни актове за енергийна ефективност:

- Наредба за съществените изисквания и оценяване на съответствието на домашни електрически хладилници, замразители, уреди за съхраняване на замразени хранителни продукти и комбинации между тях;

- Наредба за съществените изисквания и оценяване на съответствието на котли за гореща вода, предназначени за работа с течни или газообразни горива, по отношение на коефициента на полезно действие;

- Наредба за съществените изисквания и оценяване съответствието на баласта за луминесцентни лампи по отношение на изискванията за енергийна ефективност;

- Наредба за изискванията за етикетиране на битови уреди по отношение на консумацията на енергия и други ресурси;

- Наредба за топлосъхранение и икономия на енергия в сгради.

1.4.3. Електроенергетика и опазване на околната среда

- Опазването на околната среда е национална грижа и обект на международни задължения и директиви на ЕО [12]. Най-значимите международни споразумения са Конвенцията за трансгранично замърсяване

на въздуха на далечни разстояния и Рамковата конвенция на ООН по изменение на климата. Основните европейски директиви касаят ограничаване на емисиите на определени замърсители в атмосферния въздух от големи горивни инсталации (ГГИ); комплексно предотвратяване и контрол на замърсяването; създаване на схема за търговия с емисионни квоти; ограничаване на емисиите на въглероден диоксид чрез прилагане на енергоефективни мерки; насърчаване на комбинираното топло- и електропроизводство; насърчаване използването на биогоривата или други възобновяеми източници.

- Може да се подчертае, че България води активна политика за изпълнение на международните задължения и европейските директиви в областта на околната среда. Тази политика има решаващо значение за сценариите за развитие на електроенергетиката у нас. Поради голямото неизпълнение на вече приети решения, например приетата от Министерския съвет с Решение № 216/04.04.2003 г. Програма за прилагане на Директива 2001/80/ЕО, касаеща големите горивни инсталации, всички съществуващи планове и програми следва да се актуализират.

- Особено място в опазването на околната среда заема стопанисването на високоактивните ядрени отпадъци. Дългосрочното съхраняване на отработеното ядрено гориво е стратегически въпрос от първостепенно значение, обикновено подминаван с мълчание. До 1998 г. отработеното ядрено гориво от АЕЦ „Козлодуй“ е връщано в Съветския съюз. От 1998 г. приемането на отработеното гориво в Русия е свързано с бъдещо връщане в страната на очакваните високоактивни отпадъци от преработването му. От 1999 г. в страната се предприемат два подхода: по-нататъшно сътрудничество с Русия (водят се преговори за преразглеждане на задължението за връщане в България) и търсене на решение на международно/регионално ниво. Няма официални съобщения за напредък в преговорите.

1.4.4. Политика за възобновяеми енергийни източници

Политиката на България за ВЕИ следва последователно европейските цели, но все още не е постигнала желаните ефекти. Например Националната дългосрочна програма за насърчаване използването на възобновяемите енергийни източници 2005–2015 г. [13] бе един модерен документ, който анализираше действителното състояние, посочваше индикативните цели, политиката по видове ВЕИ, нормативната база, очакваните резултати, координацията и контрола за изпълнението. Постепенно тя остаря и сега се нуждае от качествена промяна.

Аналогично е състоянието относно Закона за възобновяемите и алтернативните енергийни източници и биогоривата.

Законът подчертава, че националните индикативни цели за потреблението на електрическа енергия, произведена от възобновяеми енергийни

източници, са процент от прогнозното годишно брутно потребление на електрическа енергия в страната за следващите 10 години, считани от годината след приемането на целите, които се определят от Министерския съвет по предложение на министъра на икономиката и енергетиката. Такива цели не се откриват на страниците на нито една институция.

Законът постановява приоритетно присъединяване на производителите на електроенергия от ВЕИ към преносната и разпределителните мрежи; задължително изкупуване на произведената електрическа енергия от ВЕИ (с изключение на ВЕЦ с инсталирана мощност над 10 МВ); преференциални цени на изкупуване на произведената електрическа енергия (с изключение на ВЕЦ с инсталирана мощност над 10 МВ); предвиждане на средства за развитие на мрежите, свързани с насърчаването на производството на електрическа енергия от ВЕИ в инвестиционните програми на преносното и разпределителните предприятия. В края на 2008 г. бяха направени промени в закона по сроковете на действие на дългосрочните договори: срокът на договорите за производители от геотермална и слънчева енергия се увеличи от 12 на 25 г., а за производители от други видове ВЕИ – от 12 на 15 г.

Законът следва да се обнови в духа на новата Директива 2009/28/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 23 април 2009 г. за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници и за изменение и впоследствие за отмяна на директиви 2001/77/ЕО и 2003/30/ЕО. Тази директива изисква съставяне на нов национален план за действие относно енергията от възобновяеми източници, включващ целите по сектори, като се има също предвид, че съществуват различни видове приложения на биомасата, на термопомпите, на слънчевата, вятърната и водната енергия. Освен това държавите членки следва да установят своите мерки за постигането на тези цели чрез енергиен модел, който залага на енергията от възобновяеми източници. Схемите за подпомагане в този модел включват, но не се ограничават до инвестиционни помощи, данъчни облекчения или намаления, връщане на платени данъци, схеми за подпомагане на задължението за използване на възобновяеми източници на енергия, включително тези, при които се използват зелени сертификати, и схеми за пряко ценово подпомагане, включително преференциални тарифи и премийни плащания. Задължителните общи национални цели трябва да осигурят най-малко 20% дял на енергията от възобновяеми източници в брутното крайно потребление на енергия в общността през 2020 г. Делът на България през базовата 2005 г. е бил 9.4%, а трябва да стане през 2020 г. 16%. Държавите членки обявяват на Европейската комисия своите национални планове за действие относно енергията от възобновяеми източници най-късно до 30 юни 2010 г.

Глава втора
**Препоръчителен електроенергиен
 сценарий за България**

2.1. Прогноза за потребностите от електроенергия

Подходите за прогнозиране на нуждите от електроенергия за средно- и дългосрочни периоди са два основни типа: подход от долу на горе и подход от горе на долу. При първия се прогнозира нуждите на всеки отделен потребител, група потребители или сектори от икономиката въз основа на прогнозите за натуралното или паричното развитие на тези потребители съобразно зависимостите за електроемкостта на индивидуалните, съответно групите потребители. Като резултат прогнозата за общото потребление в страната е сума от прогнозите за отделните или групите потребители. При втория се прогнозира общите, сумарни за страната нужди чрез модел, отчитащ влиянието на определящите фактори (определителите).

В [1] прогнозирахме електропотреблението в страната чрез първия подход, като използвахме сценария за развитие на брутната добавена стойност в индустрията и прогнозата за електроемкост (ГВтч/млн. евро) за 2000–2010, 2010–2020 и 2020–2030 г. в [8]. Както вече споменахме, те не са актуални, поради което тук привеждаме актуализирани прогнози. При тях не изхождаме от чисто статистически зависимости, защото по време на икономически кризи статистическите редове губят устойчивост, а от качествени оценки и съображения за очакваните изменения при промяната на влияещите фактори. Прогнозите са сверявани и уточнявани чрез резултатите от прилагането на втория подход, поради което се надяваме да имат добра събдаемост.

2.1.1. Електропотребление в индустрията

Прогнозата на електроенергийното потребление в отрасъл индустрия е показана в таблица 2.1. Тя се основава на приведените по-горе анализи за развитие, конкурентоспособност, силни и слаби страни на секторите от индустрията, както и на някои трендове от последната версия на европейския Primes модел – базов модел за проекта CASES.

Следва да се отбележи, че прогнозните потребности от електроенергия в индустрията не включват намаляване на електропотреблението в съответствие с Националния план за прилагане на директива 2006/32/ на Европейската комисия [11]. Както вече беше отбелязано, в съответствие с този план индикативната цел за намаляване на енергопотреблението на България до 2009 г. е 2% (143 хил. т н.е.), до 2012 г. – 5.5% (393 хил. т н.е.) и до 2015 г. – 9% (643 хил. т н.е.). Тези цифри обаче са за крайните енергопотребности като цяло и не са специфицирани по видове енергоносители (включително електро-

енергия) и подотрасли на индустрията. Националният план за прилагане на Директива 2006 на ЕО по такъв начин не съдържа информация за икономия на електроенергия и такава икономия не е включена в таблица 2.1.

Поради голямото влияние на черната металургия и в частност на металургичния комбинат „Кремиковци“^{бел.р.} върху потреблението на електроенергия в страната привеждаме отделна таблица за развитието на електропотреблението в подотрасъл черна металургия. Данните се основават на досегашната статистика и очакваното развитие на комбината. Чугунолеярният завод в Ихтиман също е в състояние на голяма задлъжнялост, което също поставя съмнение върху неговата жизненост.

За препоръчителния сценарий на общото потребление в индустрията в доклада [1] бяха избрани високите измежду двата сценария за по-

Табл. 2.1. Потребност от електроенергия в индустрията, ГВтч

Индустрии	Потребление, ГВтч						
	Реализирано			Прогнозирано			
	2005	2006	2007	2010	2015	2020	2030
Черна металургия	1 740	1944	1 790	500	500	500	350
Цветна металургия	816	833	849	830	850	860	870
Химическа	1 677	1742	1 803	1 500	1 800	1 900	2 000
Неметални минерални продукти	790	877	989	900	900	950	1 000
Добивна промишленост (без горива)	884	891	930	850	950	1 000	1 050
Храни, напитки и тютюневи изделия	1 240	1068	1 058	1 050	1 200	1 250	1 300
Текстил, кожи и облекло	562	597	616	560	615	650	670
Хартиена и полиграфическа	490	560	488	500	570	580	590
Машини и друга метална промишленост	819	795	861	780	850	900	950
Други неklasифицирани промишлености	820	729	802	800	850	860	900
Общо индустрия	9 838	10 036	10 186	8 270	9 085	9 450	9 680

Табл. 2.2. Годишно потребление на електроенергия в черната металургия, ГВтч

	Реализирано			Прогноза				
	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2030
в черната металургия, в т. ч.	1 940	1 790	н.д.	660	500	500	500	350
МК „Кремиковци“	1 280	1 170	715	360	300	200	150	0

ребление в черната металургия и химическата промишленост, тъй като планът за развитие на електродоставянето трябва да задоволява максимално възможните прогнозни количества.

^{бел.р.} От 1.12.2008 г. насам ТЕЦ „Кремиковци“ също не произвежда електроенергия.

Досегашното развитие на сагата „Кремиковци“ и описаното влияние на икономическата криза налагат в препоръчителния сценарий в тази книга да бъдат избрани още по-ниски от ниските прогнози за електропотребление в индустрията.

2.1.2. Електропотребление в домакинствата

Въпреки нарасналия брой климатици, компютри и други домашни уреди електропотреблението в домакинствата след 2000 г. намалява и едва през 2005 г. започва отново да се увеличава. По неофициални данни постигнатото през 2007 г. ниво се запазва и през 2008 и 2009 г., включително поради газовата криза през януари (таблица 2.3).

Табл. 2.3. Реализирано потребление на електроенергия в домакинствата

Мярка	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
хил. т н.е.	848	838	800	800	754	778	800	806
ГВтч	9 862	9 746	9 304	9 304	8 769	9 046	9 304	9 374

В Националната програма за енергийна ефективност до 2015 г. са приети по-ниски нива и запазване на намаляващата тенденция за целия прогнозен период [10]. Причините за тази трайна тенденция са ненарастването на доходите на населението, неминуемият ръст на цените на електроенергията, заменянето ѝ от други енергоносители за отопление (природен газ и биомаса) и замаяната на съществуващи електроуреди с по-високоенергийно ефективни. Дългосрочни фактори са и намаляването на населението в страната (таблица 1.1.2.) и политиката и мероприятията за енергийна ефективност. Ние приемаме, че тази тенденция за намаляване ще продължи до около 2015 г., но с по-малък прираст, след което поради подобрене на благосъстоянието на населението и евентуална обратна емиграция тенденцията може да се измени в нарастване на потреблението. Посочената в таблица 2.4. прогноза отразява тези съображения.

Табл. 2.4. Потребности от електроенергия в домакинствата

Домакинства	Потребление, ГВтч							Прираст за периода,%		
	Реализирано			Прогнозирано						
	2005	2006	2007	2010	2015	2020	2030	2000–2010	2010–2020	2020–2030
хил. т н.е.	778	800	806	808	804	808	817	-4.69	0.00	1.06
ГВтч	9 046	9 304	9 374	9 400	9 350	9 400	9 500	-4.69	0.00	1.06

2.1.3. Електропотребление в сектор „Услуги“

В енергийните баланси на Националния статистически институт няма самостоятелни статистически редове за потреблението на електроенергия в сектора „Услуги“ (обслужване, търговия, държавни и общински фондове и други), поради което данните се получават като резултат от статистиката за ред „Други“, от които се намалява потреблението в ред „Селско стопанство, Горско стопанство, Риболов“ и ред „Домакинства“. Поради интензивното развитие на сектора „Услуги“ потреблението на електроенергия показва трайна тенденция на нарастване, вкл. за 2008 г., по неофициални данни (таблица 2.5.). Тази тенденция отразява динамичното развитие на финансовия сектор, търговията и туризма и бързото навлизане на климатиците в държавните и общинските сгради, както и противонасочените ефекти от бързия ръст на цените на електроенергията и масовите енергоспестяващи мероприятия. Поради влиянието на кризата през тази и следващата година се очаква прирастът да бъде нулев, а след това тенденцията за увеличаване на потреблението да бъде силно намалена. Основаната на тези съображения прогнозата за електропотребление в сектор „Услуги“ до 2030 г. е показана в таблица 2.6.

Табл.2.5. Реализирано потребление на електроенергия в сектор „Услуги“

Мярка	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
хил. т н.е.	435	443	485	516	484	532	596	608
ГВтч	5 059	5 152	5 641	6 001	5 629	6 193	6931	7 066

Табл. 2.6. Прогноза за потребностите от електроенергия в сектор „Услуги“

Сектор „Услуги“	Потребление							Прираст за периода,%		
	Реализирано			Прогнозирано						
	2005	2006	2007	2010	2015	2020	2030	2000–2010	2010–2020	2020–2030
хил. т н.е.	532	596	608	620	624	628	640	42.53	1.29	1.91
ГВтч	6 193	67350	7 066	7 211	7 257	7 304	7 443	42.53	1.29	1.91

2.1.4. Електропотребление в селското стопанство

Под това название в енергийните баланси на Националния статистически институт данните включват електропотреблението в селското стопанство, горското стопанство и риболова. Таблица 2.7. отразява потреблението на електроенергия в тези сектори от 2000 до 2007 г.

Табл. 2.7. Реализирано потребление на електроенергия в сектор „Селско стопанство“

Мярка	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
хил. т н.е.	15	14	14	15	13	16	17	18
ГВтч	174	163	163	174	151	186	198	209

Изключително ниското електропотребление в селското стопанство се дължи на раздробяването му след разформирането на кооперативните стопанства, унищожаване на значителна част от материално-техническата му база и обезлюдяване на селата. Застаряващото и обедняващо селско население не е в състояние да обработва земята след реституцията през 1989 г. Над 30% от земята не се обработва въобще.

Основната предпоставка за създаване на ефективен и конкурентоспособен аграрен сектор е създаването на модерни, частни или кооперативни земеделски стопанства и животновъдни ферми с нормални размери. Тази единствена алтернатива за развитие би довела до ръст на електропотребностите в сектора, който е отчетен в таблица 2.8., представяща индикативната прогноза за електропотребностите в селското стопанство.

Табл. 2.8. Прогноза за електропотребностите в сектор „Селско стопанство“

Селско стопанство	Потребление							Прираст за периода,%		
	Реализирано			Прогнозирано						
	2005	2006	2007	2010	2015	2020	2030	2000–2010	2010–2020	2020–2030
хил. т н.е.	16	17	18	17	18	18	19	13.33	5.88	5.56
ГВтч	186	198	209	198	209	209	221	13.33	5.88	5.56

2.1.5. Електропотребление в транспорта

За разлика от крайното потребление на енергоресурси в транспорта, които се развиват динамично и към 2007 г. достигат 2678 хил. т н.е. (28.1% от общото крайно енергопотребление в страната), потреблението на електроенергия в жп транспорта, трамваите и тролейте е сравнително малко (таблица 2.9.) и бележи устойчиво намаление.

Табл. 2.9. Реализирано потребление на електроенергия в транспорта

Мярка	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
хил. т н.е.	39	38	39	38	36	35	34	32
ГВтч	454	442	454	442	419	407	395	372

Тази тенденция може да бъде изменена след края на икономическата криза. Разширяването на метрото в София, евентуалното излизане на жп транспорта от кризата и опазването на градската среда от замърсяване чрез електротранспорт може да доведе до малък ръст около 2015 година. През това време може да се очаква също по-усилено навлизане в употреба на лични електромобили, което още малко да увеличи електропотреблението в транспорта.

Индикативната прогноза за развитието на електропотребностите в транспорта е показана в таблица 2.10.

Табл. 2.10. Прогноза за потребностите от електроенергия в сектор „Транспорт“

Транспорт	Потребление							Прираст за периода,%		
	Реализирано			Прогнозирано						
	2005	2006	2007	2010	2015	2020	2030	2000–2010	2010–2020	2020–2030
хил. т н.е.	35	34	32	33	34	35	36	-15.38	6.06	2.86
ГВтч	407	395	372	384	395	407	419	-15.38	6.06	2.86

2.1.6. Потребление на електроенергия в енергийния сектор

Потреблението на електроенергия в енергийния сектор включва електрическите загуби при преноса и разпределението на електроенергията, както и потреблението за собствени нужди при производството, преноса и разпределението на електроенергия, загубите на активна електроенергия от цикъла помпа-генератор при помпено-акмулиращите електроцентрали, потреблението за собствени нужди на топлофикационните (отоплителните) централи, потреблението при добива на твърди горива и агломерацията, потреблението в коксовите и доменните пещи, потреблението в обекти за добив на нефт и природен газ, потреблението в нефтените и газовите продуктопроводи, потреблението в нефтените рафинерии и в атомните електроцентрали.

За разлика от потребителските категории на ЕСОН националната статистика не включва потреблението на електроенергия в отоплителните централи към потреблението на електроенергия при производството и разпределението на електроенергия. Затова електропотреблението в отоплителните централи е показано в таблица 2.11. в отделен ред. В същата таблица потреблението в атомните електроцентрали е нула, защото техните собствени нужди са включени в сумата от собствени нужди на всички електроцентрали, а отделни разходи за отлежаване или съхраняване на горивото не се калкулират. Таблица 2.11. показва и препоръчителната прогноза за потребление на електроенергия в енергийния сектор, както и прогнозата за загубите при пренос и разпределение.

Загубите при преноса и разпределението ще са на нивото на 2007 г., след което слабо ще намаляват в резултат от подобренията в електропреносната и разпределителните мрежи, в това число от влиянието на децентрализираните производители на електроенергия.

Развитието на потреблението за собствените нужди на електроцентралите ще бъде под влияние на противонасочените фактори за увеличаване вследствие въвеждането в експлоатация на сероочистващи и други пречиствателни инсталации и намаляване в резултат от вътрешностанционни модернизации, както и увеличаване дела на възобновяемите източници.

Потреблението в ПАВЕЦ всъщност означава разликата между потребената електроенергия в помпен режим и произведената в генераторен режим, което е равно на загубите при цикъла потребление–производство от ПАВЕЦ. Размерът на използваната за помпане електроенергия, съответно на загубите, зависи от избора на нови производствени агрегати в ЕЕС. При сценарии с по-нататъшно увеличаване на нерегулируемите агрегати в АЕЦ и ВяЕЦ наличните помпи могат да се окажат недостатъчни, което поражда необходимост от строителство на нови акумулиращи централи или на регулируеми потребители и представлява допълнително оскъпяване на електроенергията. При сценарии с избор на регулируеми агрегати този проблем не съществува.

Потреблението в топлофикационните (отоплителните) централи ще намалява поради тяхното модернизиране или изместване от модерни комбинирани малки централи.

Потреблението за добив на въглища и агломерация ще се увеличи слабо поради увеличаване на производството от източномаришки лигнити в съчетание с модернизации на добива в „Мини Марица-изток“.

Сумата от прогнозата за загубите при пренос и разпределение с прогнозата за потребление на електроенергия в енергийния сектор е показана на последния ред в таблица 2.11. Тази сума е включена като

последна съставка в прогнозата за общото (брутното) потребление на електроенергия в страната, представено в таблица 2.12.

Табл. 2.11. Потребление на електроенергия в енергийния подотрасъл, ГВтч

Код на МАЕ	Вид потребление	Реализирано					Прогноза			
		2003	2004	2005	2006	2007	2010	2015	2020	2030
	Загуби при пренос и разпределение	6 026	5 092	4 883	4 907	4 692	4 700	4 600	4 500	4 400
101300	Общо енергиен сектор, в т.ч.	5 699	5 723	5 831	5 929	6 257	6 292	6 338	6 484	6 740
101301	Собствени нужди	4 278	4 117	4 533	4 546	4 230	4 700	4 700	4 800	5 000
101302	ПАВЕЦ	208	287	150	129	160	180	180	180	180
	Топлофикационни централи	169	112	114	99	н.д.	100	90	80	80
101303	Добив на твърди горива и агломерация	711	790	576	658	н.д.	800	850	900	950
101304	Коксови и доменни пещи	25	33	29	26	н.д.	20	20	20	20
101305	Обекти за добив на нефт и природен газ	6	7	6	8	н.д.	7	8	9	10
101306	Нефтени и газови продуктопроводи	24	24	38	21	н.д.	35	40	45	50
101307	Нефтени рафинерии	279	352	384	443	н.д.	450	450	450	450
101308	АЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общо загуби и потребление в енергийния подотрасъл		11 725	10 815	10 714	10 836	10 949	10 992	10 938	10 984	11 140

2.1.7. Прогноза за крайните потребности на електроенергия в България

Таблица 2.12. представя реализираните през последните години и прогнозираните потребности от електроенергия за услугите, индустрията, домакинствата, селското стопанство, транспорта, загубите и потреблението в енергийния сектор, както и тяхната сума като прогноза за общото брутно потребление в страната. Данните от таблицата са илюстрирани на фигура 2.1.

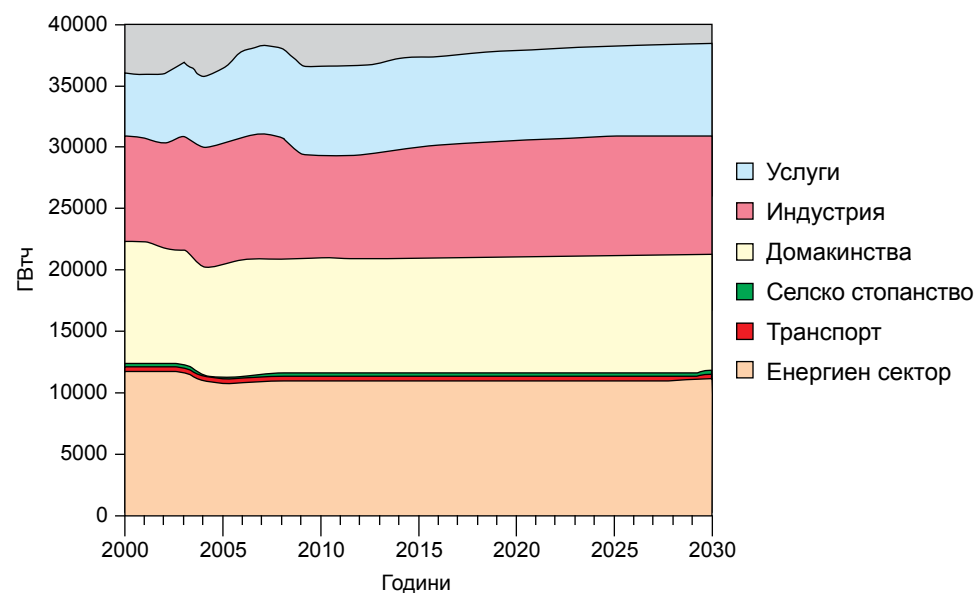
Забелязва се увеличаващият се дял на електропотреблението в услугите. Тенденцията за намаляване електропотреблението в електроемките индустрии може да доведе дори до превишаване на електропотреблението в домакинствата спрямо това в индустрията. Ако обаче най-после

се състои дългоочакваното масово газифициране на бита, потреблението на електроенергия ще намалее и в този сектор.

Табл. 2.12. Прогноза за потребностите от електроенергия по отрасли, ГВтч

Потребление на електроенергия в:	Реализирано						Прогнозирано			
	2000	2003	2004	2005	2006	2007	2010	2015	2020	2030
• Услуги	5 059	6 001	5 629	6 193	6 931	7 066	7 211	7 257	7 304	7 443
• Индустрия	8 583	9 199	9 711	9 838	10 036	10 186	8 270	9085	9450	9680
• Домакинства	9 862	9 304	8 769	9 046	9 304	9 374	9 400	9 350	9 400	9 500
• Селско с-во	174	174	151	186	198	209	198	209	209	221
• Транспорт	454	442	419	407	395	372	384	395	407	419
Общо нетно потребление	24 132	25 121	24 679	25 670	26 864	27 208	25 462	26 347	26 920	27 463
Загуби и потребление в енерг. сектор	11 840	11 725	10 815	10 714	10 836	10 949	10 992	10 938	10 984	11 140
Общо брутно потребление	35 972	36 846	35 494	36 384	37 700	38 157	36 454	37 235	37 754	38 403

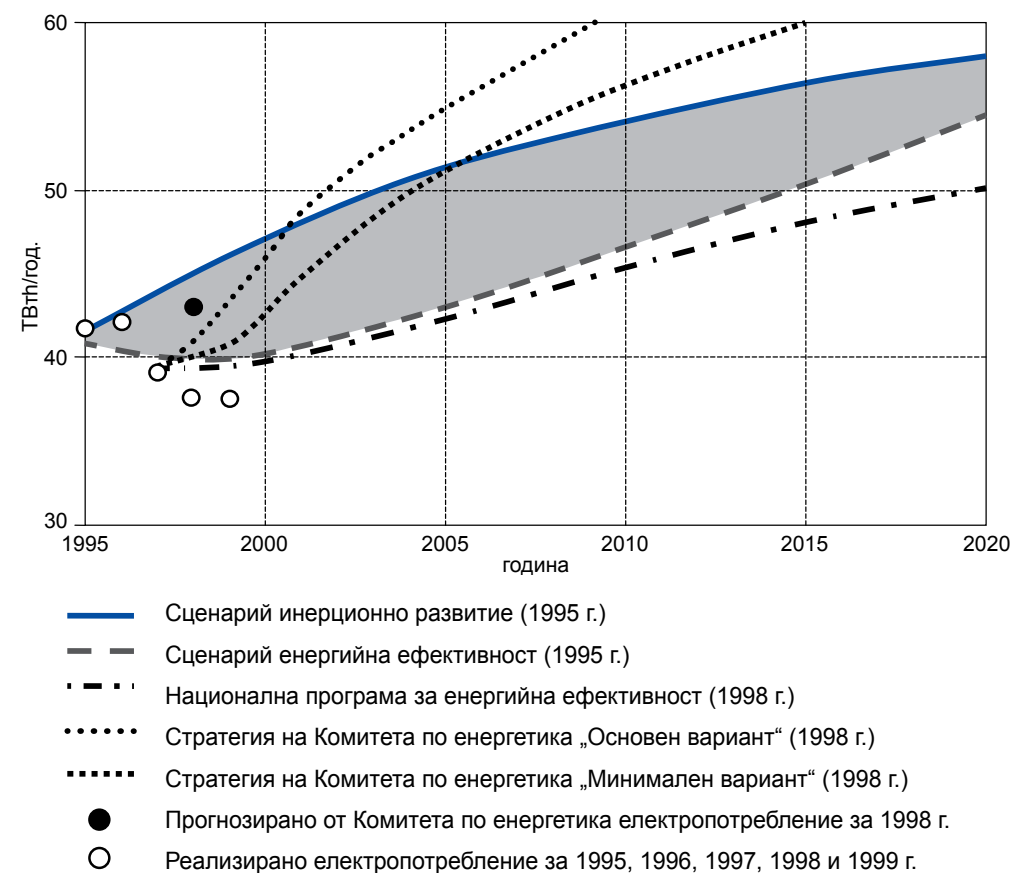
Фиг. 2.1. Реализирано и прогнозирано електропотребление



2.1.8. Поучаваща картина

На следващата фигура показваме копие от автентична графика на прогнозираните през 1995 и след това през 1998 г. общи брутни потребления на електроенергия в страната. Това бе първият опит на авторите да покажат необходимостта от поучаване въз основа на предишен опит за прогнозиране, за съжаление неуспешен, и показаните графики на Комитета по енергетика тогава станаха част от тъй наречената Национална стратегия за развитие на енергетиката и енергийната ефективност до 2010 г. Тя бе издадена през август 1998 г. Читателят може да обърне внимание върху черната точка, която съответства на прогнозата, правена през юни-юли 2008 г. за периода до края на същата година. Грешката между тази черна точка и реализираното за 2008 г. потребление (светлата точка по-долу) е около 15%. Дали е била случайна?

Прогноза на електропотребностите на България



На следващата фигура показваме същата графика, но с дорисувани криви на следващите официални прогнози на потреблението в страната, правени за целите на тъй наречения План за развитие с минимални разходи [19], който периодично излъчваше НЕК и след това се прокарваше вместо изисквания от Закона за енергетиката „прогнозен енергиен баланс на страната в съответствие с приетата стратегия“.

Първата от тях е правена през 2000 г. и е означена със син цвят. Втората е правена през 2002 г. и е означена със светъл синьо-зелен цвят. Най-фрапантна е третата прогноза, изобразена с тъмночервен цвят. Тя е правена през 2005 г., за да докаже необходимостта от строителството на АЕЦ „Белене“ и необходимостта от големи емисионни квоти за термичните електроцентрали. Според тази прогноза през 2015 г. потреблението трябва да достигне 42–49 ТВтч, а към 2030 г. да бъде в диапазона от 52 до 75 ТВтч.

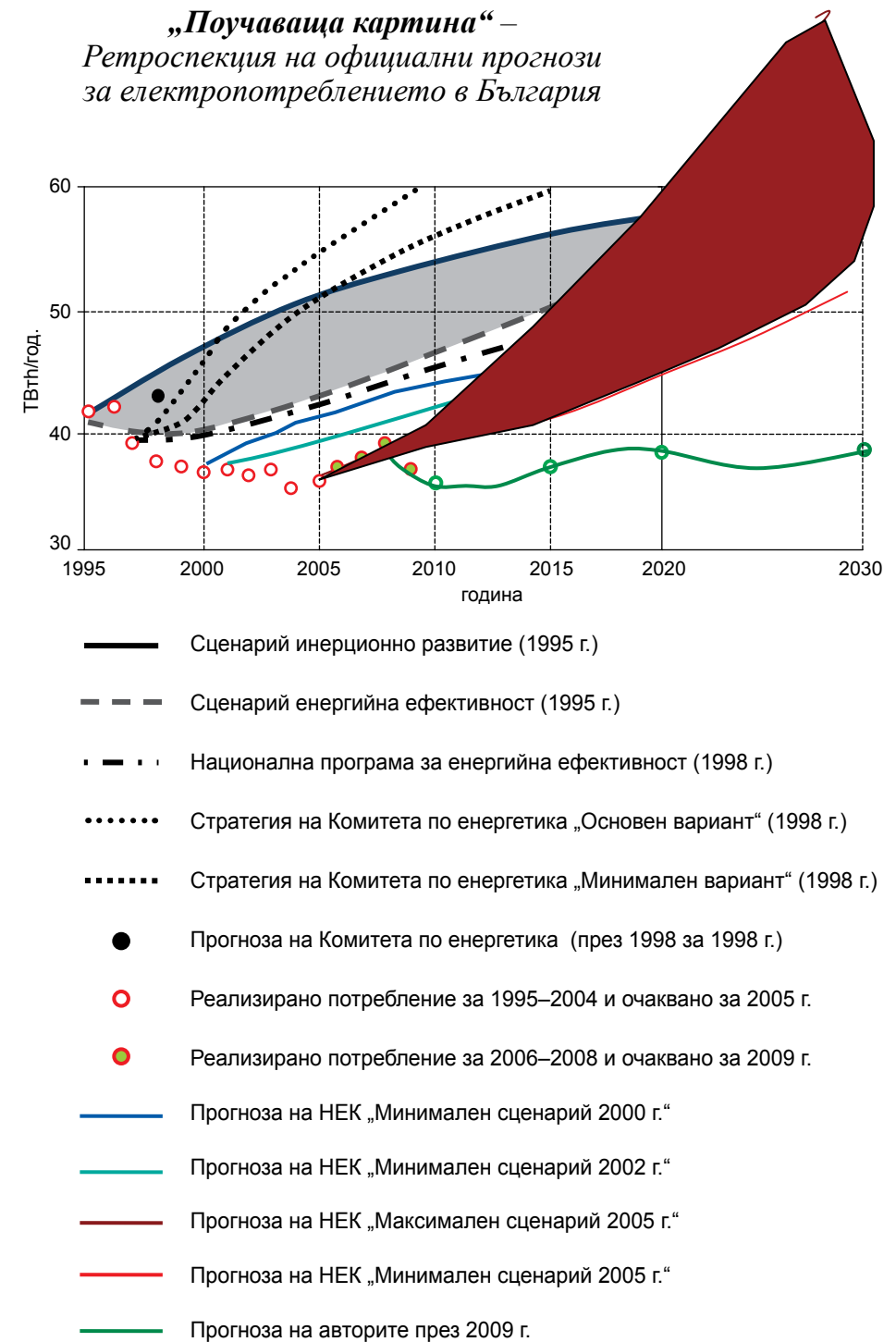
С малки светлочервени кръгчета е илюстрирано нивото на реализираното потребление през всичките години от 1995 до 2008 г. Характерът на кривата на реализираното потребление повтаря характера на икономическото развитие на страната, но няма нищо общо с хиперболите на нито една от фантастично невероятните прогнози, мотивирани системно от корпоративни интереси. Тези прогнози костват на България досега около 500 млн. лв. Ако не се поучим от тях, размерът на тъй наречените „еднократно вложени средства“ само за „Белене“ може да достигне 10–12 млрд. лв., без вероятност те да се възвърнат за времето на живота на тази централа!

Прогнозата, която ние направихме в таблица 2.12. за крайните потребности на електроенергия в България, може да се види нанесена върху същата графика със зелен цвят.

2.2. Прогноза на електропроизводството в България

Информацията от Националния статистически институт, от Националната електрическа компания (НЕК ЕАД), от Електроенергийния системен оператор (ЕСО ЕАД) и от Министерството на икономиката, енергетиката и туризма (МИЕ) за брутното производство на електрическа енергия (таблица 2.13.) се представя в исторически обособени групи електроцентрали. Те не съответстват на технологиите за енергопреобразуване, на мястото за вкарване на енергията (вида на мрежата), нито на ЕСОН категориите. Част от производителите, присъединени към разпределителните мрежи, не са обхванати от информационните потоци. Електроенергията, потребена от присъединени към генераторно напрежение потребители, особено в заводските електроцентрали, остава извън статистиката. Разделянето на дейностите производство, пренос и разпределение измени алгоритъма за получаване на балансовите кате-

**„Поучаваща картина“ –
Ретроспекция на официални прогнози
за електропотреблението в България**



гории (брутно произведена енергия, брутно потребена електроенергия, загуби в мрежата и нетно потребена електроенергия). Споменатите причини пораждат разлики в данните на различните източници. Такава разлика ще намерите и между данните в таблица 2.13., където са използвани предимно данни от НЕК, и в таблица 2.12., където са използвани данни от НСИ. Въпреки това степента на съвпадение остава достатъчна за целите на оценките в тази книга.

Табл. 2.13. Баланси на реализираните брутни годишни производства на електроенергия в България, ГВтч

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Кондензационни ЕЦ (КЕЦ)	15 381	17 998	15 535	17 205	16 671	16 264	17 136	20 331	21 079
Комбинирани топлофикационни ЕЦ (ТФЕЦ)	2 071	2 084	2 117	2 284	2 232	2 069	2 041	2 217	2 292
Комбинирани заводски ЕЦ (ЗавЕЦ)	2 302	2 076	2 054	2 513	2 518	2 516	2 523	2 731	2 571
Атомни ЕЦ (АЕЦ)	18 180	19 550	20 220	17 280	16 815	18 650	19 502	14 641	15 765
Водни ЕЦ (ВЕЦ и ПАВЕЦ)	2 960	2 050	2 740	3 290	3 360	4 664	4 507	3 147	3 225
Вятърни ЕЦ (ВяЕЦ)						4	20	47	114
Брутно произведена електроенергия	40 894	43 758	42 666	42 572	41 596	44 167	45 729	43 114	45 046
Салдо внос-износ	-4 659	-6 924	-6 295	-5 502	-5 878	-7 580	-7 792	-4 511	-5 506
Брутно потребена електроенергия	36 235	36 834	36 371	37 070	35 718	36 587	37 937	38 603	39 540
СН на ЕЦ плюс загуби в мрежата	10 330	11 431	10 841	10 545	10 995	10 836	11 230	10 740	11 130
Нетно потребена електроенергия	25 905	25 403	25 530	26 525	24 723	25 751	26 707	27 863	28 410

2.2.1. Инсталирани и предстоящи за изграждане електропроизводствени мощности

Към средата на 2009 г. общата инсталирана мощност на електроцентралите, присъединени към преносната и разпределителните мрежи в България, е 10 997 МВт. В това число не са включени втори блок в ТЕЦ „Бобов дол“, трети блок в ТЕЦ „Русе“ и агрегатите в ТЕЦ „Химко“, ТЕЦ „Плама“ и ТЕЦ „Кремиковци“. Класифицирани по типа на технологиите и по вида на първичния енергиен източник, прилагани в ЕСОН, тези инсталирани мощности са представени в таблица 2.14. Очакваните из-

веждания от експлоатация и въвеждания на нови мощности са най-неопределената част в енергийната политика на страната. Посочените от нас стойности се основават на официални правителствени източници, съобщения на отделни оператори и нашите експертни оценки.

Най-представителният документ относно развитието на електропроизводствените мощности в България е приетата от Министерския съвет с Решение № 216/04.04.2003 г. Програма за прилагане на Директива 2001/80/ЕО, касаеща големите горивни инсталации. Тази програма съдържа конкретни мерки и срокове за тяхното изпълнение за всяка действаща горивна инсталация с номинална топлинна мощност над 50 МВт. Заключениета на Програмата са отразени в Преходните мерки за България съгласно Приложение № VI по чл. 20 на Протокола относно условията и договореностите за приемане на България в Европейския съюз и Приложение № VI по чл. 23 на акта за присъединяване, обнародвани в ДВ, бр. 103 и бр. 104 от 2006 г. и ратифицирани със закон, приет от Народното събрание на 11.05.2005 г. (ДВ, бр. 40 от 2005 г.).

Следва да се обърне внимание върху факта, че съгласно Програмата блок 3 и блок 4 в АЕЦ „Козлодуй“ участват в електроенергийния баланс на страната, но в действителност тези блокове с обща мощност 880 МВт са изведени и това е първото и много съществено различие на програмата от реалността, което следва да се отчете.

От предвидените в програмата мерки към момента не са изпълнени следните важни части, касаещи електроцентралите:

- ТЕЦ „Марица-изток 2“ – Изграждане на сероочистващи инсталации (СОИ) към енергоблокове с номера 5 и 6;

- ТЕЦ „Бобов дол“ – Изграждане на три парогазови модула, заместващи съществуващите въглищни блокове. (Следва да се отбележи, че в Програмата няма обосновка за отпадането на по-рационалните мерки: изграждане на сероочистващи инсталации, рехабилитация на електрофилтрите, рехабилитация на горивни уредби. Споменава се „изчерпване на въглищните находища“, но това не е анализирано и още по-малко е доказано. Новият собственик на централата има променено отношение към тези мерки. Вместо да продължи извеждането от експлоатация на съществуващите блокове, той е започнал действия по тяхното модернизация с цел спазване на изискванията на Директива 2001/80/ЕО);

- ТЕЦ „Варна“ – Проучване, избор на технология и изграждане на СОИ, рехабилитация на горивните уредби и рационализиране на горивния процес, рехабилитация на електрофилтрите. (Следва да се отбележи промяната на отношението към тези мерки от страна на новия собственик на централата. Вместо да модернизира последователно всички блокове, започвайки с блок 1 през 2010 г., новият собственик предлага

последователно ежегодно извеждане на първите три блока и изграждане на два газови турбоагрегата и един парен турбоагрегат с обща мощност 800 МВт. Проектът за него все още е във фаза на подготовка, като през октомври 2009 г. предстои финалното му одобрение от управителния борд на ЧЕЗ. Ако бъде одобрен, изграждането на новия блок може да започне през 2011 г. и се очаква да бъде завършено през 2014 г. Така или иначе обаче през това време последователно ще бъдат извеждани от работа първите три блока, започвайки с блок 1 през 2010 г.);

- ТЕЦ „Русе-изток“ – Изграждане на СОИ, преустройство на разпалващите системи за работа с природен газ, рехабилитация и монтаж на нови електрофилтри, рехабилитация на блок 3. Изграждане на два парогазови модула с електрическа мощност 10–15 МВт;

- ТЕЦ „Габрово“ – Извеждане от експлоатация на въглищните парогенератори, газоснабдяване на централата и газифициране на мазутните котли в срок 2007 г. или алтернативно решение – преминаване на нискосернист мазут след 01.01.2008 г.;

- ТЕЦ „Република“ – Модернизация на парогенератор (ПГ) №5 с изграждане на нов електрофилтър, изграждане на СОИ на ПГ №5, изграждане на нов котел на кипящ слой с топлинна мощност 120 МВт и извеждане от експлоатация на действащите ПГ № 1–4;

- ТЕЦ „Кремиковци“ – Изграждане на нови горивни уредби за намаляване на емисиите на NOx, проучване и при необходимост изграждане на сероочистващи съоръжения.

Освен посочените съществени части от Програмата все още не са изпълнени и редица други показатели в нея. Всичко това дава основание да се заключи, че Министерството на икономиката, енергетиката и туризма е в дълг към данъкоплатците и потребителите на електроенергия в България. То трябва незабавно да преразгледа, актуализира и преговори конкретните мерки и срокове, предвидени в Програмата на Република България за прилагане на Директива 2001/80/ЕО, касаеща големите горивни инсталации. В съответствие с текстовете на Директива № 2001/80/ЕО следва да се даде възможност на операторите на съществуващите инсталации:

- Да ги приведат в съответствие с изискванията чрез модернизация на горивните инсталации чрез монтаж на нови филтри, чрез изграждане на СОИ и други мерки;

- Да поемат с писмена декларация до компетентните органи задължението да не експлоатират засегнатите инсталации повече от 20 000 работни часа между 1.01.2008 г. и 31.12.2015 г. или, при по-голяма от 400 МВт топлинна мощност, да поемат задължението съответната инсталация да не работи повече от 2000 работни часа на година (между 1.01.2008 г. и

31.12.2015 г.) и повече от 1500 работни часа годишно след 1.01.2016 г. при НДЕ на серен диоксид от 800 мг/м³.

При това, за да не се допусне съмнение върху нарушаването на международни задължения, все още неспретените в съответствие с изискванията на директивата енергийни котли могат да останат в състояние на студен резерв и да заместват изключени аварийно агрегати или да се включват при изключително високи товари вследствие на неблагоприятни метеорологични условия вместо априорно да бъдат извеждани от експлоатация.

Поради изложеното мощността на обществените ТФЕЦ на лигнитите се намалява от 135 МВт през 2009 г. на 55 МВт през 2010 г.

Част от съществуващите ТЕЦ са преминали през рехабилитационни програми, в резултат на което термичният КПД и разполагаемата мощност са нараснали, което е отразено в таблица 2.14. Затова записаните там години на въвеждане в експлоатация имат относителен характер. Очаква се блок 3 в ТЕЦ „Русе“ да бъде реставриран и въведен в експлоатация до 2015 г. също.

По решение на Министерския съвет № 434 от 22.06.2007 г. е планирано строителство на лигнитна кондензационна мощност 700 МВт, условно наречена „Марица-изток 4“, която е предвидена за включване в експлоатация през 2015 г.

ВЕЦ „Цанков камък“ с инсталирана мощност от 80 МВт е прогнозирано да започне пробна експлоатация през 2010 г. ВЕЦ от каскада „Горна Арда“ с инсталирана мощност от 175 МВт са предвидени за включване в работа последователно през 2014 и 2016 г. Съобщенията на МИЕТ за възобновяване на проектите по река Дунав със старите грандомански мощности са несериозни и те не са включени в таблиците. За река Дунав се изискват нови проучвания, нови проекти, съобразени с природоопазващи и икономически критерии, което ще отнеме десетки години.

Най-трудно е да се прогнозира развитието на електроцентралите на възобновяеми първични източници. Предварителните прогнозни очаквания за малките ВЕЦ и вятърните електроцентрали на сушата са увеличени спрямо доклада [1] поради изключително големия инвеститорски интерес през последните две години. Според неофициална информация от НЕК ЕАД към средата на 2009 г. са постъпили искания за проучвания за присъединяване към електропреносната мрежа от повече от 100 инвеститора за повече от 120 вятърни и слънчеви електроцентрали с обща мощност над 10 000 МВт и с намерения за изграждане и включване докъм 2013–2014 г. Няма обобщена информация относно исканията за проучване и присъединяване към разпределителните мрежи, но може да се очаква, че общата мощност няма да бъде по-малко от 1000 МВт. Съвсем естествено е, че една част от тези намерения няма да се реализират до 2015 г., но дори по-

ловината от тях да бъдат изпълнени, това означава, че поставените цели и оценките за вероятните производства от възобновяеми източници в [13] – [18] са твърде остарели и следва да се актуализират.

Прогнозата за развитие на инсталираните електропроизводствени мощности, основана на изложените предпоставки, е посочена в таблица 2.14. Съвсем естествено е тя също да бъде ревизирана скоро, за да бъдат отчетени динамичните изменения през 2009 и 2010 г., както и очакваното постигане на нов обществен баланс в резултат от мерките по глобалното затопляне, в частност увеличаване на цената при крайните потребители поради увеличен дял на скъпи възобновяеми източници, както и влошаване на икономическата конкурентност на различните ТЕЦ поради предстоящото изменение на директивата за въглероден двуокис. Преоценка на тези прогнози ще бъде задължителна преди влизането в сила на третия пакет енергийни директиви в началото на 2011 г.

2.2.2. Разполагаеми електропроизводствени мощности

По различни причини инсталираните електропроизводствени мощности не са разполагаеми винаги. Както всяка машина и те се нуждаят от поддръжка, ремонти, модернизации. През зимните периоди агрегати с мощност от 200 до 400 МВт престояват заради различни видове повреди и ремонти. През лятото, когато потреблението е по-малко, неразполагаемите поради ремонти мощности достигат 2500 МВт. Водните, вятърните и слънчевите електроцентрали имат първоизточник, мощността на който се колебае в денонощен, месечен и сезонен разрез. Топлофикационните и заводските комбинирани електроцентрали следват графика на топлинните товари. Повреждаемостта на агрегатите, на елементите на мрежата, както и нестационарността на електропотреблението налагат поддръжане на различни видове резерви, класифицирани според скоростта за регулиране и заместване. Когато се оценява задоволеността на търсенето на електроенергия, сумата на всички споменати видове намаления на разполагаемите мощности се изважда от теоретично възможната мощност, съответно производство на електроцентралите.

Най-общите оценки при средно- и дългосрочните прогнози включват баланс на разполагаемите мощности към часа на годишния максимален товар и баланс на разполагаемите производства за съответната година. Без да навлизаме в детайли, при тяхното съставяне в таблица 2.15. ние представяме прогнозите за балансите на производствените мощности с максималните товари и за балансите на годишните производства и потребление съответно през 2010, 2015, 2020 и 2030 г.

Сравнявайки възможностите на националните производители, в това число заявените инвестиционни намерения, с очакваните нужди, се установява огромен излишък, виден на най-долните редове. При осигу-

рени нормативни резерви излишните мощности варират от 26.37% през 2010 г. до 110.68% през 2030 г. Аналогично производствените възможности надвишават прогнозираното потребление от 14.83% през 2010 г. до 115.43% през 2030 г.

Когато излишъкът се дължи на вече съществуващи, експлоатирани агрегати от предварително вложени инвестиции, следва да се реши задачата за минимизиране на намалените ползи и загубите от излишъка. Когато излишъкът е бъдещ, прогнозиран въз основа на инвестиционни намерения, следва да се реши задачата за предотвратяване на загуби и пренасочване на инвестиции към печеливши дейности. Ето защо представяме кратък обзор на съображенията относно избора на инвестиционните варианти и препоръчителен сценарий за развитие на електропроизводствените мощности.

2.2.3. Възможности за електродоставки от внос

Европейската енергийна харта, директивите и регламентите на Европейската комисия, касаещи енергетиката, съдържат принцип за равнопоставен, свободен, но не безплатен достъп на всеки потребител до източниците и мрежите на енергийните компании, без оглед на собствеността им или други географски или национални признаци. (Понятието потребител включва всеки купувач, независимо дали е за препродажба или за крайно потребление на енергийния носител.) Този на пръв поглед демократичен и справедлив пазарен принцип позволява да се формулира следващ принцип: отделните държави – членки на ЕО, са задължени да осигуряват енергоносители само за тъй наречените „незащитени потребители“ в страната. За останалите, нека ги наречем големи потребители, държавата може да се ангажира, но ако иска. Грижата за електроснабдяването на частната индустрия не е вече само държавна, а преди всичко задача на собственика, което обаче не означава оттегляне на държавата, защото тогава и собствениците зарязват такава държава. Развива се неуправляем процес и в резултат фалират едновременно собственици и държава. За разлика от великите европейски сили този принцип у нас бе изкривен до крайност – отказ от държавност. Държавата се оттегли от грижата за енергодоставките на големите компании и предприятия. Това бе рекламирано като свобода за избор на доставчик. Такава свобода може да води до подобряване на общественото благополучие само при пазари с идеална конкуренция. Енергийните не са такива. За разлика от стоковите пазари в енергийните няма свободна конкуренция въпреки постулатите в директивите. Ето защо държавната енергийна политика у нас следва да бъде изменена, за да се подобрява, а не влошава общественото благополучие.

Собственикът следва да прави своите анализи и прогнози и да ги предоставя на държавния орган, а той да го подкрепя. Засега няма нито планове нито подкрепата им. Следователно не може да има и задължение на държавата, разбирай данъкоплатеца или дребния консуматор на електроенергия,

Табл. 2.14. Инсталирана мощност на централите по видове; извеждания и въвеждания от/в експлоатация

	Инсталирана мощност (МВт)					Очаквани извеждания от експлоатация (МВт)			Планирани (известни) въвеждания в експлоатация (МВт)		
	2009	2010	2015	2020	2030	до 2015	до 2020	до 2030	до 2015	до 2020	до 2030
	Конд. въглищни преди 1980 ¹	1 160	950	430	220	0	630	210	220	110	
Конд. въглищни 1980-1989	210	210	210	210	210						
Конд. лигнитни преди 1980 ²	1 690	1 690	1 690	1 570	1 570		120				
Конд. лигнитни 1980-1989	884	884	884	884	884						
Конд. лигнитни 1990-1999	430	430	430	430	430						
Ядрена	2 000	2 000	3 000	4 000	4 000				1 000	1 000	
Конвенционални ВЕЦ	1 809	1 889	1 974	2 064	2 184				85	90	120
ПАВЕЦ (обратими)	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012						
Малки ВЕЦ на тек. води	106	114	134	184	234				20	50	50
Вятърни на суша	111	285	3 285	6 285	9 285				3 000	3 000	3 000
Вятърни извън сушата	0	0	0	200	500					200	300
Слънчеви	1	5	105	305	605				100	200	300
Обществени ТФЕЦ на природен газ	460	460	460	410	310		50	100			
Обществени ТФЕЦ на лигнити	135	55	55	55	55						
Обществени ТФЕЦ на въглища	198	180	180	180	180						
Обществени ТФЕЦ на биомаса	0	2	12	24	36				12	12	12
Заводски ТФЕЦ на природен газ ³	301	301	301	301	311				50	50	60
Заводски ТФЕЦ на въглища	290	290	340	340	340						
Заводски ТФЕЦ на лигнити	200	200	200	0	0		200				
Нови комбинирани (ССГТ)			150	320	440				150	170	120
Нови газови кондензни			800	800	800				800		
Нови лигнитни (конд.)		670	1 370	1 370	1 370				700		
Обща инсталирана мощност	10 997	11 627	17 022	21 164	24 756	630	630	370	6 027	4 772	3 962

Табл. 2.15. Мощностен и електроенергиен баланс при реализиране на известните проекти

	Баланс на разполагаемите мощности и годишния максимален товар (МВт)				Баланс на годишните производства и потребление (ГВтч)			
	2010	2015	2020	2030	2010	2015	2020	2030
	Конд. въглищни преди 1980 ¹	320	430	220	0	2 198	2 107	1 078
Конд. въглищни 1980-1989	190	190	190	190	950	950	950	950
Конд. лигнитни преди 1980 ²	1 336	1 525	1 405	1 405	7 435	8 083	7 447	7 447
Конд. лигнитни 1980-1989	654	654	654	674	3 676	3 466	3 466	3 572
Конд. лигнитни 1990-1999	410	410	410	410	2 255	2 255	2 255	2 255
Ядрена	2 000	3 000	4 000	4 000	14 000	21 000	28 000	28 000
Конвенционални ВЕЦ	1 089	1 174	1 264	1 384	2 720	2 843	2 972	3 145
ПАВЕЦ (обратими)	612	612	612	612	390	450	420	410
Малки ВЕЦ на тек. води	64	74	114	154	285	335	460	585
Вятърни на суша	95	1 185	2 235	3 185	570	6 570	12 570	18 570
Вятърни извън сушата	0	0	100	250	0	0	500	1 250
Слънчеви	0	0	0	0	7	141	409	812
Обществени ТФЕЦ на природен газ	310	300	240	140	1 352	1 260	1 008	588
Обществени ТФЕЦ на лигнити	55	55	55	55	248	248	248	248
Обществени ТФЕЦ на въглища	60	60	60	60	390	270	270	270
Обществени ТФЕЦ на биомаса	2	14	26	38	9	63	117	171
Заводски ТФЕЦ на природен газ ³	256	261	266	281	1 152	1 175	1 197	1 265
Заводски ТФЕЦ на въглища	270	320	310	310	1 215	1 440	1 395	1 395
Заводски ТФЕЦ на лигнити	200	200	0	0	1 000	1 000	0	0
Нови комбинирани (ССГТ)	0	150	320	440	0	675	1 440	1 980
Нови газови кондензни	0	0	0	0	0	1 600	1 600	1 600
Нови лигнитни (конд.)	670	1 370	1 370	1 370	2 010	8 220	8 220	8 220
Обща разполагаема мощност (МВт)	8 593	11 984	13 851	14 958				
Обща производствена възможност (ГВтч)					41 861	64 149	76 022	82 732
Прогнозиран брутен товар (МВт)	6 800	6 900	7 000	7 100				
Прогнозирано брутно потребление (ГВтч)					36 454	37 235	37 754	38 403
Излишък в МВт, съответно ГВтч	1 793	5 084	6 851	7 858	5 407	26 914	38 268	44 329
Излишък в %	26.37	73.68	97.87	110.68	14.83	72.28	101.36	115.43

¹ Без блок 3 в „Русе“; ² Без блок 2 в „Бобов дол“; ³ Без „Химко“, „Плама“, „Кремиковци“.

да прогнозира и още по-малко да финансира изграждането на мощности за електродоставки на индустриалния частен потребител. Необходимо е предвиденият в закона по енергетика процес на прогнозиране и планиране на частните и обществените потребности да се превърне в работещ.

Казаното не означава, че българските потребители трябва да бъдат ограничени и да се электроснабдяват само от националните производители. Досега това бе естествен факт поради излишъка на производствени мощности в страната и по-ниските цени на електроенергията при националните производители. Финансовата и икономическата криза създадоха регионален излишък и повишено предлагане на електроенергия през тази година, в резултат от което имаше периоди с по-ниски цени на едро в съседните страни. Има сценарии, при които подобно съотношение ще се запази и през следващите години. При такова развитие ще бъде съвсем естествено българските потребители да доставят електроенергия от внос, ако тя е с по-ниска цена.

Изложихме тези съображения, за да обясним, че представените в таблици 2.15. и 2.17. баланси вече не са еднозначно определени и задължителни. Балансирането на сумата от нуждите на националните потребители със сбора от възможностите на националните производители е само показател за физическата възможност. Търговските интереси и търговското балансиране винаги ще се различават от физическите. Внасяме това пояснение пред нашата специализирана аудитория, за да се отчита отгук нататък условността на националните електроенергийни баланси. Ето защо приведенният по-долу избор на електропроизводствени мощности се основава на принципи, общовалидни съображения. Конкретният избор за развитие се прави от инвеститора (частен, държавен или смесен) поотделно за всеки вариант, в това число и чрез задълбочени пазарни проучвания. Ние нямаме такава задача и затова очакваме събдването на препоръчителния сценарий да зависи от съчетаването на обществения (държавния) интерес с интереса на националните потребители и националните производители. Едва ли това съчетаване ще бъде постигнато чрез чисто пазарно равновесие. Разумно избрана комбинация от политически и пазарни инструменти е най-подходяща за постигане на дългоочакваното повишаване на общественото благополучие в страната.

2.2.4. Износ на електроенергия

До 1992 г. България бе планов вносител на електроенергия. Поради радикалните политически изменения (преминаването от държавно планова към пазарна икономика и последвалите социални изменения и миграционни вълни) потреблението на електроенергия в страната силно намаля. Появи се излишък на електропроизводствени мощности и от 1997 г. България се превърна в износител на електроенергия, без да са строени нови електроцентрали. Максималният годишен износ достигна 7790 ГВтч през 2006 г. при условията на много влажна година. Последва спиране на трети

и четвърти блок в АЕЦ „Козлодуй“. Експортните възможности намаляха до около 5000 ГВтч за година.

До средата на 2007 г. целият износ се реализираше от държавната Национална електрическа компания (НЕК). Разликата между изкупна и продажна цена се използваше за поевтиняване на електроенергията при националните потребители, въпреки че продажните цени бяха определяни чрез посредници, а не пряко с купувача. В резултат от дезинтеграцията на НЕК и безотговорни продажби на електроцентрали и електроразпределителни дружества на чужди собственици износът започна да преминава от НЕК към други търговци и да облагодетелства инвеститори и потребители зад граница в ущърб на националния потребител. Освен това в края на 2008 г. финансово-икономическата криза предизвика намаление на потреблението на електроенергия в Европа и в Турция, поради което търсенето на едро спадна и цените на износа достигнаха нивото на себестойността. От трета страна, следва обективно да се анализират съществуващите амбициозни програми в съседните страни за изграждане и разширяване на електроцентрали.

В резултат от споменатите процеси могат да се направят два извода.

► Доскорошният дефицит на електроенергия на Балканите се превръща в средносрочен излишък.

► Българската държава, съответно българският потребител, не е заинтересувана от строителство на нови електроцентрали за износ, защото вложените в тях средства напускат страната.

В заключение следва да се подчертае най-елементарният и в същото време най-съществен аргумент. Износ на енергоносители се извършва от страни, които имат залежи и добиват първичните енергийни ресурси, независимо дали това са петрол, газ, въглища, уран, водна или друга първична енергия, при това в разумни, устойчиви мащаби. Освен малко водна, вятърна и слънчева енергия България има залежи от лигнити и незначителни други изкопаеми ресурси. Те задоволяват около 30% от енергийните нужди на страната и не могат да бъдат сериозен източник на износ. Строителство на ядрени или други електроцентрали в България за целите на износа означава еднократен внос на изключително скъпо строителство, в това число на скъпо технологично оборудване и инсталации, последвано от непрекъснат внос на гориво, преработването му и съхраняването на високорадиоактивни материали върху „земя като една човешка длан“. Всичкото това без гаранции за възстановяване на вложените капитали в срока на живот на електроцентрала.

Поради изложеното нито един разумно определян сценарий за развитие на електроенергетика в която и да е страна в света не съдържа в себе си вариант със строителство на електроцентрала на вносни горива, предназначена за износ на електроенергия: нито в Италия, нито в Гърция, нито дори в Зимбабве или „Нубия“.

2.2.5. Избор на електропроизводствени мощности

Резултатът от мощностния и електроенергийния баланс (таблица 2.15.) показва огромен излишък от електропроизводствени мощности в България. Той е в резултат от вече реализираните инвестиции и ще се увеличава още повече, ако се реализират всички обявени инвестиционни намерения. Излишъкът вече обхваща и целия Балкански регион. Износът на електроенергия от съществуващите декапитализирани електроцентрали става нерентабилен, камо ли от самоцелно изградени нови скъпи мощности. Ето защо всички съществуващи проекти за изграждане на нови електропроизводствени мощности трябва да бъдат преоценени от гледна точка на тяхната необходимост и конкурентоспособност. Липсата на прираст в търсенето на електроенергия показва очевидната необходимост в препоръчителния сценарий за развитие да останат само обекти, които се конкурират с вариантите за модернизация на съществуващите електроцентрали.

А) По реда на появяване на нови агрегати в таблица 2.14. започваме нашия анализ с най-големия и най-вреден за България проект: АЕЦ „Белене“. Приведените оценки не са нови за посветените в сагата „Белене“. Част от тях са представени и в [1], поради което не бива да се считат като „тичане след вятъра“.

- Балансите показват, че незаконното събаряне на съществуващите строителни конструкции в „Белене“ и незаконно² започнатото ново строителство на втора атомна централа не са били нужни за потребителите на електроенергия в страната. Едно изграждане на централата би увеличило съществуващия излишък в страната и региона с нови две хиляди мегавата и би довело до намалена използваемост на съществуващите и новоизградените мощности, което ще предизвика невъзстановяване на вложените средства в „Белене“ и фалити за производителите с неконкурентни цени.

По споменатите вече причини досега не са намерени инвеститори, които да поемат пазарния риск за нейното изграждане. Националната електрическа компания бе декларирала, че гарантира частичното или цялостното изкупуване на електрическа енергия, произведена от централата, поне през следващите 15 години. Това означава, че към негативите от досегашните дългосрочни договори на НЕК ще се добавят нови. При очаквана себестойност над 6 евроцента/кВтч държавата гарантира (поема пазарен риск) около 12–13 млрд. евро. Ако към тази сума се добави и декларираното 50% участие в разходите за строителство в размер на 8–10 млрд. евро, изграждането на АЕЦ „Белене“ води до фантастично икономическо бреме върху седемте милиона и петстотин хиляди

² Не е спазен чл. 46 (1) от Закона за безопасното използване на ядрената енергия.

жители, присъединени чрез над три милиона и половина обществени и частни електромера към мрежите в страната [20].

Полезно е да се отбележи, че в основния документ за енергийната политика на Европейската общност [21] себестойността на произвежданата от АЕЦ електроенергия до 2030 г. остава 4–4.5 евроцента/кВтч, а в европейската база данни за енергийни технологии [22]-D.04.1. инвестициите на единица ядрени мощности до 1300 МВт са 1850 евро/кВт електрическа мощност, което значи, че АЕЦ „Белене“ би следвало да струва под 4, а не 10 млрд. евро.

- Държавните гаранции и молбата за държавен заем сами по себе си са в противоречие с Илюстративната ядрена програма на ЕО [24], където в раздела „Финансови проблеми“ изрично е подчертано: „Важно е да се осигури, че в ЕО ядрените енергийни проекти няма да бъдат подпомагани от каквито и да са държавни субсидии“ („It is important to ensure in the EU that nuclear energy projects do not benefit from any State subsidy“). Как да обясним тогава защо поради затруднения с финансирането бившето правителство на България се обърна към Русия с молба за държавен заем около 4 млрд. евро за изграждането на централа, която до 2030 г. не е необходима за националното електропотребление?

- Понастоящем енергийната зависимост на България е около 72% при 100% за суровия нефт, природния газ и вноса на ядрено гориво от Русия. Изграждането на АЕЦ „Белене“ и експлоатацията ѝ ще увеличат енергийната зависимост на страната от Русия, което е в противоречие с политиката за национална сигурност и политиката на ЕО за намаляване на енергийната зависимост;

- Както вече стана ясно, големите единични мощности изискват също толкова големи резервни мощности. Това означава, че 1000 МВт в други електроцентрали стоят в резерв и само при повреда на основната мощност се включват. Такава резервна мощност има само 300–400 часа използваемост през годината и изобщо не възстановява инвестициите. Но у нас такава допълнително резервиране се заплаща от крайните потребители и електроренергията се оскъпява, без да е получено съгласието им. бел.р.

- За страната не са приемливи единични енергийни мощности, по-големи от 400 МВт, с известни компромиси 600–700 МВт, защото за-

бел.р. Непрекъснато поддържаната резервна мощност от 1000 МВт трябва да може да се въведе до 15 минути след изключване на работещия агрегат и да продължи да работи до неговото възстановяване, което може да бъде след седмици. У нас първоначалното резервиране се реализира предимно от ВЕЦ. След 6–8 часа водният лимит на резервиращите ВЕЦ се изчерпва и те трябва да бъдат заместени от студен резерв в ТЕЦ. Това означава, че у нас се поддържа и заплаща двойно по-голяма резервна мощност. За смекчаване оскъпяването на електроенергията при крайния потребител следва да се преоцени съществуващата методика за резервиране.

страшават динамичната устойчивост на електроенергийната система и намаляват надеждността на електродоставянето.

• За навлизане на енергийния пазар към 2035 г. понастоящем група от 10 страни [24] разработват шест типа ядрени реактори 4-то поколение – високотемпературни с възможност и за производство на водород, значително по-енергоефективни или използващи затворен горивен цикъл, където ядрените отпадъци са или частично, или напълно рециклирани. Втора цел на тези разработки е намаляване на капиталоемкостта и експлоатационните разходи, като се предполага, че АЕЦ с такива реактори ще се експлоатира в продължение на 60 години.

Поради изложените главни причини вариантът за изграждане на АЕЦ „Белене“ бе изваден от препоръчителния сценарий за електроенергийно развитие на страната до 2030 г.

Б) Инвестирането в конвенционални и малки ВЕЦ априорно се счита за приоритено поради критериите за опазване на околната среда. Точното време и място за инвестиране и изграждане обаче се определят с технико-икономическа обосновка за всеки обект и ние тук не можем да дадем решаващи съображения.

В) Вятърните електроцентрали се превърнаха в инвестиционен хит след около двадесетгодишен период на техническо усъвършенстване и поевтиняване. Сегашната им икономическа и екологическа конкурентоспособност ще бъде увеличена допълнително през следващите години по две посоки на развитие. От една страна, класическите термични централи ще поскъпват, а от друга, вятърните електроцентрали ще престанат да са нерегулируеми. Тяхната мощност ще зависи от вятъра, но при необходимост ще бъде управлявана по подобие на мощността на водните електроцентрали и ще следи както нуждите на потребителите, така и възможностите на мрежата. Така че до внедряването на регулируеми агрегати ще има известно задържане на темповете за присъединяване на нерегулируеми агрегати към мрежата, но след това и тази бариера ще отпадне.

Г) Проектите за изграждане на нови комбинирани (CCGT) мощности в обществените топлофикационни електроцентрали не са предмет на балансови електроенергийни съображения. Тяхната енергийна и икономическа ефективност не подлежи на съмнение. Те са единствена алтернатива за замяна на морално и физически остарелите вече агрегати, както и за модернизация на съществуващите неефективни отоплителни (бойлерни) инсталации. Едновременно с това централизираното топлоснабдяване ще се конкурира с малките децентрализирани източници на комбинирана топло- и електроенергия. Ето защо ние запазваме част от тези мощности в препоръчителния сценарий.

Д) Проект за кондензационна паро-газова електроцентрала съществува не само за площадката на ТЕЦ „Варна“, но и за ТЕЦ „Хасково“ и други площадки. Техническите и икономическите характеристики на тези централи им отреждат междинно място между бързо включвания (третичния) резерв и бавно включвания (студения) резерв. При наличие на достатъчно резервиращи и регулиращи мощности държавата очевидно няма интерес да влага средства в период на криза, но ако отделен инвеститор намери за приемливо, газови кондензационни централи могат да се появят в структурата на ЕЕС на България. Ние обаче се въздържа-ме да запишем такива мощности в препоръчителния сценарий.

Е) Предвижданата нова кондензационна лигнитна мощност за въвеждане в експлоатация преди 2015 г. няма балансово основание. Нашето мнение е, че е по-правилно да мине известен период на експлоатация на строящите се понастоящем 670 МВт, които се очаква да бъдат въведени в експлоатация през 2010 г., и едва след това да се подновят технико-икономическите проучвания за ТЕЦ „Марица-изток 4“.

Резултатът от приведените съображения е представен в таблица 2.16., която е приета като препоръчителен сценарий.

В таблица 2.17. са приведени мощностен и електроенергиен баланс при препоръчителния сценарий. При тях излишъците са сведени до разумно ниво, осигуряващо възстановяване на вложените средства.

На фигури 2.2. и 2.3. са показани графично разполагаемите мощности при съществуващите проекти и при препоръчителния сценарий, за да се открият различията между резултатите в таблици 2.15. и 2.17. Разликата между двата сценария за 2015 г. е 3169 МВт, за 2020 – 4987 МВт и за 2030 г. – 5849 МВт. Такова разточителство е възможно само в страни, чиито политици обричат населението си да остане на първо място по бедност в Европа поне още сто години. На фигури 2.4. и 2.5. са показани графично общите годишни производствени възможности на националните производители при съществуващите проекти и при препоръчителния сценарий. Тези фигури показват същата закономерност, изразена в годишно количество електроенергия (ГВтч).

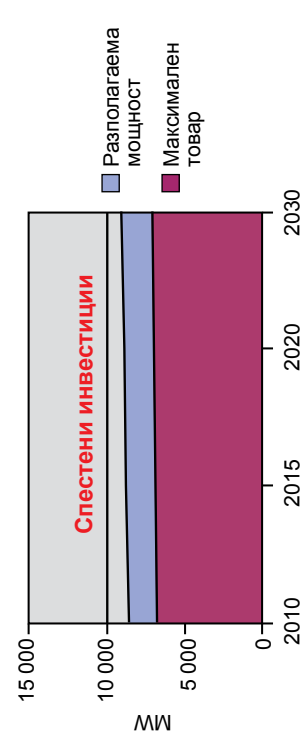
Табл. 2.16. Състав на препоръчителния сценарий за балансиране на електропотребностите и електропроизводството

Видове производствени мощности	Инсталирана мощност (МВт)				Предлагани изведвания от експлоатация (МВт)		Предлагани въвеждания (МВт)	
	2009	2010	2015	2020	2030	до 2015	до 2020	до 2030
Конд. въглищни преди 1980 ¹	1 160	950	1 060	850	630	110	220	120
Конд. въглищни 1980-1989	210	210	210	210	210			
Конд. лигнитни преди 1980 ²	1 690	1 690	1 570	1 570	1 405	120	165	
Конд. лигнитни 1980-1989	884	884	884	884	884			
Конд. лигнитни 1990-1999	430	430	430	430	430			
Ядрена	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000			
Конвенционални ВЕЦ	1 809	1 889	1 974	2 064	2 184	85	90	120
ПАВЕЦ (обратими)	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012			
Малки ВЕЦ на тек. води	106	114	134	184	234			
Вятърни на суша	111	285	685	1 485	2 485			
Вятърни извън сушата	0	0	0	100	300			
Слънчеви	1	5	55	155	255			
Обществени комб. природен газ	460	460	410	360	260	50	100	
Обществени комб. лигнити	135	55	55	55	55			
Обществени комб. въглища	198	180	120	120	120	60		
Обществени комб. биомаса	2	4	16	28	40			
Заводски комб. природен газ ³	301	301	301	301	311			
Заводски комб. въглища	290	290	230	170	170	60	60	
Заводски комб. лигнити	200	200	200	0	0		200	
Нови комбинирани (ССGT)			150	320	440			150
Нови газови кондензни			0	0	0			
Нови лигнитни (конд.)		670	670	670	670			
Обща инсталирана мощност	10 999	11 629	12 166	12 968	14 095	290	570	1 372
								1 662

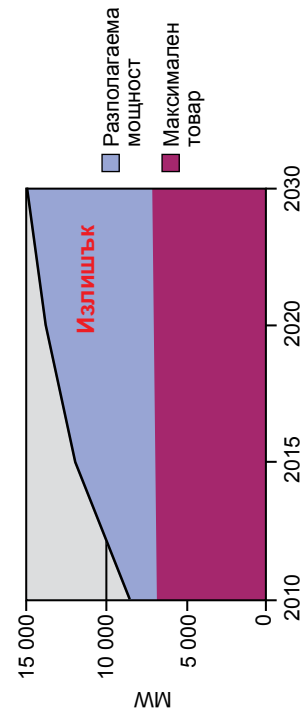
Табл. 2.17. Мощностен и електроенергиен баланс при препоръчителния сценарий

Видове производствени мощности	Баланс на разполагаемите мощности и годишния максимален товар (МВт)				Баланс на годишните производства и потребление (ГВтч)			
	2010	2015	2020	2030	2010	2015	2020	2030
Конд. въглищни преди 1980 ¹	320	430	220	0	2 198	2 737	1 708	630
Конд. въглищни 1980-1989	190	190	190	190	950	950	950	950
Конд. лигнитни преди 1980 ²	1 336	1 228	1 228	1 063	7 435	6 508	6 508	5 634
Конд. лигнитни 1980-1989	654	654	654	654	3 676	3 466	3 466	3 466
Конд. лигнитни 1990-1999	410	410	410	410	2 255	2 255	2 255	2 255
Ядрена	2 000	2 000	2 000	2 000	14 000	14 000	14 000	14 000
Конвенционални ВЕЦ	1 089	1 174	1 264	1 384	2 720	2 843	2 972	3 145
ПАВЕЦ (обратими)	612	612	612	612	390	450	420	410
Малки ВЕЦ на тек. води	64	79	124	154	285	335	460	585
Вятърни на суша	95	228	495	828	570	1 370	2 970	4 970
Вятърни извън сушата	0	0	0	100	0	0	250	750
Слънчеви	0	0	0	0	7	74	208	342
Обществени комб. природен газ	310	250	190	90	1 352	1 050	798	378
Обществени комб. лигнити	55	55	55	55	248	248	248	248
Обществени комб. въглища	60	60	60	60	390	270	270	270
Обществени комб. биомаса	3	13	22	31	18	72	126	180
Заводски комб. природен газ ³	256	261	266	281	1 355	1 355	1 355	1 400
Заводски комб. въглища	270	210	140	140	1 305	1 035	765	765
Заводски комб. лигнити	200	200	0	0	1 000	1 000	0	0
Нови комбинирани (ССGT)	0	150	320	440	0	675	1 440	1 980
Нови газови кондензни	0	0	0	0	0	0	0	0
Нови лигнитни (конд.)	670	670	670	670	2 010	4 020	4 020	4 020
Обща разполагаема мощност (МВт)	8 594	8 874	8 920	9 162				
Общи производствени възможности (ГВтч)					42 163	44 712	45 189	46 377
Прогнозиран брутен товар (МВт)	6 800	6 900	7 000	7 100				
Прогнозирано брутно потребление (ГВтч)					36 454	37 235	37 754	38 403
Излишък в МВт, съответно в ГВтч	1 794	1 974	1 920	2 062	5 709	7 477	7 435	7 974
Излишък в %	26.38	28.61	27.43	29.05	15.66	20.08	19.69	20.77

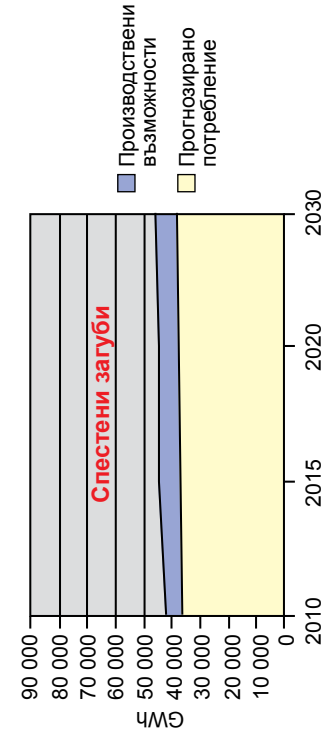
Фиг. 2.3. Разполагаема мощност при препоръчителния сценарий



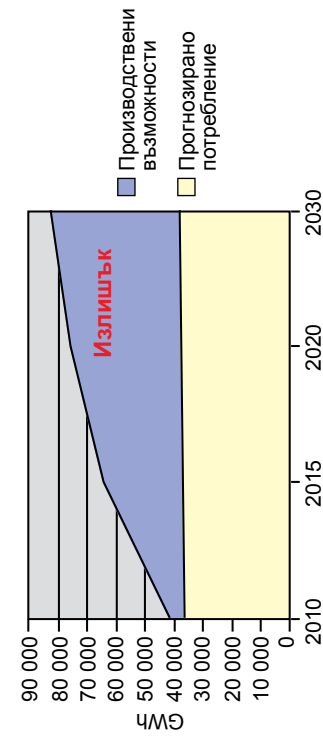
Фиг. 2.2. Разполагаема мощност при съществуващите проекти



Фиг. 2.5. Производствени възможности при препоръчителния сценарий



Фиг. 2.4. Производствени възможности при съществуващите проекти



Глава трета
Актуални проблеми на енергийната политика на България

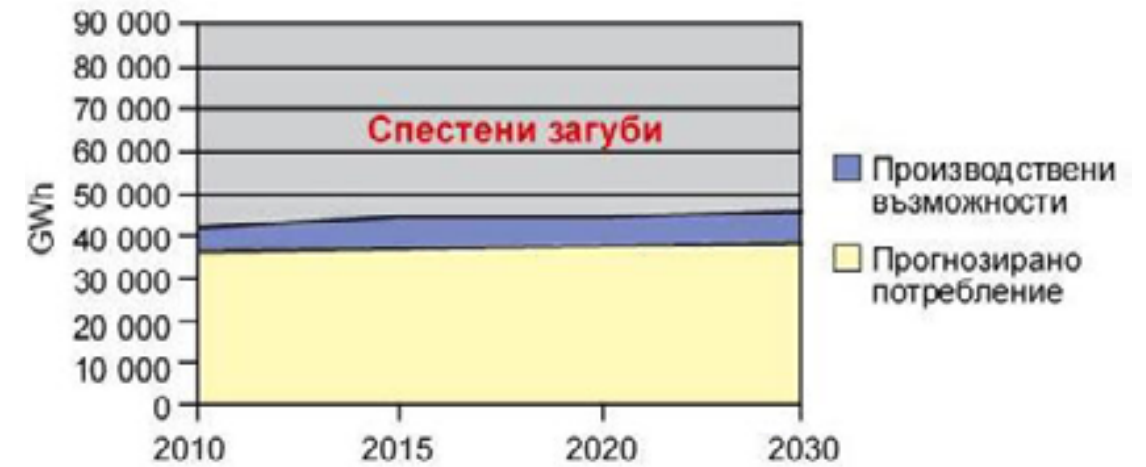
3.1. Енергийната политика на Европейската общност

Европа е пред три основни предизвикателства: изменение на климата, растяща зависимост от вноса на енергоресурси и високи енергийни цени. Новата европейска енергийна политика цели ограничаване изменението на климата, сигурност и конкурентоспособност на енергетиката за икономически ръст, работни места и приемливи цени за потребителите.

Тези глобални цели обхващат няколко взаимосвързани проблемни области:

1) развитие на вътрешен (за общността) конкурентен енергиен пазар, основан на икономически механизми, включително за търговия с емисии; ефективност; регулация; прозрачност на пазара; приоритетен план за развитие на европейската инфраструктура; надеждност на мре-

Фиг. 2.5. Производствени възможности при препоръчителния сценарий



развитие на общността;

10) провеждане на международна енергийна политика, насочена според европейските енергийни интереси.

Реализацията на енергийната стратегия на ЕО и на отделните ѝ елементи е сложен процес на колективни усилия, решения и директиви на Европейската комисия, Съвета на Европа и Европейския парламент, продиктувани от интересите на общността или доминираща част от нея. Последните изменения и допълнения на правната рамка на европейския енергиен пазар (за електричество и газ) бяха внесени чрез разработвания в течение на три години Трети енергиен пакет (от директиви и регламенти), приет през април т.г. Споменаваме основни елементи от него, за да подчертаем необходимостта от тяхното творческо прилагане в защита на националните, а не на чуждите интереси, както неведнъж е било досега.

Разделяне на производителите и доставчиците от операторите на преносни системи

Това бе вече формален факт, на който сега се придава практическа прецизност. Според приетите текстове държавите членки ще могат да избират между три различни варианта за отделяне на производството и доставката на електричество и природен газ от експлоатацията на мрежата за пренос: пълно изтегляне от собствеността върху преносната инфраструктура; създаване на независим оператор на система (НОС); създаване на независим преносен оператор (НПО). Зад благовидния повод да се създаде свободна конкурентност в един напълно либерализиран пазар, което за случая на електричеството и газа е физически невъзможно, в действителност се перфекционира един процес за продължаване на реорганизациите, отслабващи непрекъснато периферните компании, с крайна цел смяна на собствеността и преразпределяне на изгодите в полза на великите сили. Затова съвременните политики трябва да са много по-гъвкави и упорити при защитата на националните интереси, отколкото при участието на България в предходния политически и икономически съюз.

По-големи права за потребителите

Европейският парламент гарантира по-големи права за потребителите. Новото законодателство осигурява следните права на потребителите на енергия: да сменят своя доставчик на газ или електричество в рамките на три седмици без допълнителни такси; да получават окончателна изравнителна сметка не по-късно от шест седмици след смяната на доставчика; да получават всички необходими данни за потреблението на газ и електричество; да бъдат информирани относно дела на различните енергийни източници в общия „енергиен микс“ на доставчика; създаване на независим механизъм за ефикасно обработване на жалби и извънсъдебно уреждане на спорове, като например омбудсман по въпросите на енергетиката или орган на потребителите; компенсации и възстановяване на суми, ако не се спазва качеството на договорената услуга (включително неточно и забавено фак-

туриране); предоставяне на информация относно правата на потребителите, които да бъдат „ясно съобщени“ чрез получаваните сметки или на уебсайтовете на енергийните компании. Комисията от своя страна трябва да създаде лесно контролируем списък на правата на потребителите на енергия.

Правила за компании извън ЕО

Законодателният пакет съдържа разпоредби, които да предотвратят контрола над преносните системи или над техните собственици от компании извън ЕО, докато те не гарантират, че отговарят на определени условия. Националните регулатори могат да откажат сертифициране на оператор на преносна система, контролиран от „лице или лица от трета държава“. Ако компанията не отговаря на изискванията за разделяне на собствеността, нейното навлизане на европейския енергиен пазар представлява риск за сигурността на доставките на енергия за ЕО. Държавите членки ще разполагат с три години и половина, за да приложат разпоредбите, отнасящи се до компании извън ЕО.

Гарантиране на предоставянето на универсални услуги

Според новото законодателство държавите членки трябва да гарантират, че всички битови клиенти и при необходимост малките предприятия (с по-малко от 50 служители и годишен оборот под 10 млн. евро) се ползват от универсална услуга, т.е. правото да им се доставя електроенергия с определено качество на „разумни, лесно и ясно съпоставими, прозрачни и недискриминационни цени“.

Защита на уязвимите потребители

По инициатива на Европейския парламент новото законодателство доразвива мерките за тъй наречените „уязвими потребители“ на енергия. Държавите членки трябва да предприемат „подходящи мерки“ за борба с енергийната бедност, като например създаване на национални планове за действие в областта на енергетиката и социални помощи, за да гарантират необходимите доставки на електроенергия за уязвимите клиенти или подкрепа за увеличаване на енергийната ефективност.

Според приетите текстове „при всички случаи държавите членки следва да гарантират необходимата доставка на енергия за уязвимите клиенти“, което включва забрана за изключване от мрежата на тези клиенти в „критични моменти“.

Засилено регионално сътрудничество при опасност от нарушаване на доставките на газ

В двете директиви и трите регламента, съставляващи третият енергиен пакет, се съдържат и следните решения за създаване на органи, които ще са инструментите на великите сили за управление на Европейския „либерализиран пазар“:

- създаване на Агенция за сътрудничество между (националните) енергийните регулатори, която да определя „необвързваща рамкова насока“. На основата на тази рамкова насока Европейската комисия трябва да създаде задължителни кодекси за процедурите при управление на мрежите;

- създаване на Европейски мрежи от оператори на преносни системи на електроенергия (ЕМОПСЕ) и газ (ЕМОПСГ), които да прилагат кодексите на мрежите;

- мерки за подобряване на регионалното сътрудничество между различните национални регулаторни органи, особено при ситуации, които „водят или има вероятност да доведат в краткосрочен план до сериозно нарушаване“ на доставките на газ;

- мерки за засилване на независимостта на националните регулаторни органи. (Обръщаме внимание върху съществуващата опасност чрез тези мерки националните регулатори да се обезличат и превърнат в придатък на Европейската агенция на регулаторните органи).

3.2. Национални цели и политика за устойчиво развитие⁴

Енергийната политика следва да е целево ориентирана дейност към енергийна устойчивост. През последните години няколко международни институции – Международната агенция по енергия (МАЕ), Международната агенция по атомна енергия (МААЕ) и други, разработиха показатели за устойчиво развитие. Таблица 3.2. показва няколко от тях за България и за някои европейски и съседни страни по публикувани през 2009 г. данни в Евростат, отнасящи се за 2006 г., която е последната година с пълни данни за всички страни [25], [26].

Анализите на посочените елементи показват изоставането на България с десетки години по основни енергоикономически показатели за устойчиво развитие:

- България е една от най-бедните нации в Европа с национален доход (БВП/жител) от 3270 евро/жител (Австрия – 31 007 евро/жител, Дания – 40 077 евро/жител, Франция – 28 505 евро/жител, Германия – 28 210 евро/жител, Италия – 25 114 евро/жител, Гърция – 19 087 евро/жител, Унгария – 8938 евро/жител, Турция – 6152 евро/жител);

- България е най-енергоемката страна с 1090 кг н.е./1000 евро, което е съответно 7.46; 6.81; 6.37; 6.81; 7.41; 6.12; 2.62; 4.7 пъти по-голяма енергоемкост, отколкото в Австрия, в Дания, във Франция, в Германия, в Италия, в Гърция, в Унгария или в Турция;

⁴ Приемаме концепцията, че устойчиво е такова развитие, което, удовлетворявайки потребностите и очакванията на настоящото поколение, предоставя такива възможности и за бъдещите поколения.

Страна / Показател за 2006 г.	Австрия	Дания	Франция	Германия	Италия	Гърция	България	Румъния	Унгария	Турция
Население, млн.	8.298	5.447	63.392	82.31	59.131	11.17	7.719	21.56	10.066	69.690
БВП, млрд. евро по текущи цени 2006 г.	257.3	218.3	1 806	2322	1485	214	25.238	97.75	89.97	419.2
БВП на жител, евро/жител	31 007	40 077	28 505	28 210	25 114	19087	3 270	4 534	8 938	6152
Потребление на първична енергия, млн. т н.е.	34.1	20.9	273.8	349.0	186.1	31.5	20.55	40.9	27.8	94.7
Потребление на първична енергия на жител, т н.е./жител	4.143	3.839	4.308	4.244	3.146	2.826	2.669	1.897	2.762	1.359
Брутно производство на ел. енергия, ГВтч	63 500	45 700	574 600	636 600	314 100	60 800	45 800	62 700	35 900	176 300
Брутно производство на ел. енергия на жител, кВтч/жител;	7 652	8 390	9 064	7 734	5 312	5 444	5 933	2 908	3 566	2 530
Енергоемкост, кг н.е./1000 евро	146	160	171	160	147	178	1090	711	416	244
Отношение <енергоемкост на България>/<енергоемкост на страна>	7.46	6.81	6.37	6.61	7.41	6.12	1.0	1.53	2.62	4.47
Зависимост от вноса на енергия, %	72.9	-36.8	51.2	61.3	86.8	71.9	71.6	29.1	62.5	72.5
Емисии на CO ₂ , млн. т/екв.	93.3	64	430	910	504	122	56	102	61	274

Табл. 3.2. Къде се намира България?

- При национален доход (БВП/жител) в пъти по-малък от дохода в Италия, Гърция, Унгария или Турция, България консумира съпоставимо или повече първична енергия в т.н.е./жител от тези страни;

- България е една от най-зависимите страни по отношение на вноса на енергийни ресурси в Европа (71.6%).

Сравненията ясно показват, че изпълнявайки енергийната политиката на ЕО, наред с огромния път, който трябва да извърви в икономическото си развитие, България следва да насочи усилията си и към няколко взаимосвързани национални предизвикателства: намаляване на енергоемкостта; намаляване на енергийната зависимост; оптимизиране структурата на енергийния баланс; подобряване производствената структура на енергетиката; пренасочване на държавните ресурси и гаранции от екстензивно развитие на енергетиката към проблемите на обществото, конкурентоспособността на икономиката и социалния статус на масовия потребител.

3.2.1. Изменение на климата и чиста енергия

Според Рамковата конвенция на Обединените нации по изменение на климата и Протокола от Киото България прие да намали емисиите на парникови газове за периода 2008–2012 г. с 8% под равнището на 1988 г. Срокът на сегашните задължения изтича в края на 2012 г. През декември 2009 г. предстои нова конференция на ООН в Копенхаген за изработване на ново споразумение за следващ период. Независимо от международните споразумения ЕО вече си е поставила за цел намаляване на емисиите парникови газове с 20% до 2020 г., сравнени с нивата от 1990 г. общността се ангажира с цел от 30% намаление на парниковите газове, при условие че и другите развити страни се ангажират с подобни цели и при съответния принос от развиващите се страни. Опитвайки се да сложи край на застоя в международните преговори за климата, Европейската комисия предлага план за финансиране на борбата срещу глобалното затопляне в развиващите се страни. Тя предлага участието на ЕО до 2020 г. да бъде между 2 млрд. и 15 млрд. евро годишно. Планът е база за обсъждания в Парламента и Съвета за определяне на позицията на ЕО по един от най-трудните въпроси пред конференцията на ООН за изменението на климата. Планът пряко засяга България, която като член на ЕО би следвало да се третира като развита страна и да финансира развиващите се страни, но де факто е развиваща се страна и би следвало да получава финансиране.

Задълженията, произтичащи от членството на България в Европейския съюз, обхващат три области: намаляване емисиите на парникови газове, увеличаване дела на ВЕИ и повишаване на енергийната ефективност.

Намаляване емисиите на парникови газове

Понастоящем в Европейския съюз действа Директива 2003/87/ЕО, въвеждаща Европейска схема за търговия с квоти на емисии от парни-

кови газове. Тази схема е основният инструмент на ЕО за изпълнение на задълженията на общността по Протокола от Киото към Рамковата конвенция на ООН по изменение на климата. През януари 2008 г. Европейската комисия постигна съгласие за Пакет „Енергетика/Околна среда“ с предложение за намаляване на емисиите на парникови газове, необхванати от схемата на ЕО за търговия с емисии (транспорт, сгради, услуги, малки промишлени предприятия, земеделие, отпадъци). Пакетът включва и Предложение за изменение на Директивата на ЕО за търговия с емисии и Предложение за Директива, насърчаваща използването на ВЕИ. Предстои тяхното съгласуване и утвърждаване.

Състояние в страната: Към 20 октомври 2009 г. България все още няма приет Национален план за разпределение на квоти за емисии на парникови газове за периода 2008–2012 г., от което предприятията пропускат големи финансови ползи.

Увеличаване дела на ВЕИ в общото крайно потребление на енергия

Целта за България, приета в Директива 2009/28/ЕО, е делът на крайно потребление на енергия от възобновяеми енергийни източници в страната през 2020 г. да бъде 16% при базисен за 2005 г. 9.4%, а делът на биогоривата да достигне 10% от всички горива, потребени в транспорта. Политиката и състоянието в тази област като потенциал на развитието на електроенергетиката бяха анализирани в Глава 1.

Повишаване на енергийната ефективност

В съответствие с европейските препоръки към 2020 г. България трябва да повиши енергийната си ефективност с 20%. Анализите показват, че неколккратно по-голямо повишаване на енергийната ефективност е жизнено необходимо за страната. Програмите, механизмите за реализация и бъдещите планове, споменати в Глава 1, показват, че държавната политика по енергийна ефективност бележи добро начало и набира темп. Следва да се добави и успешната дейност на регионалните енергийни агенции (в София, Пловдив, Варна, Русе, Бургас, Пазарджик и др.) на Енергийния център – София, ЕнЕфект, ESD и значително число фирми в областта на технологиите за енергийна ефективност, регионален и общински енергиен мениджмънт. Поради бързите изменения на икономическите условия у нас и в Европа обновяването на програмите по енергийна ефективност е наложително.

По-нататъшното развитие на дейността в енергийната ефективност може да бъде видяно в няколко направления:

- В разширяване на държавната политика в сферата на: i) крайното енергопотребление, към която тя понастоящем е предимно насочена, и ii) към процесите на основни енергийни трансформации, пренос и разпределение на енергия (таблица 1.2.2. показва, че 7360 от вложените 20 382 хил.

т н.е. първични енергийни ресурси се изразходват в енергийни преобразувания, което е един огромен потенциал (36.1%) засега извън програмите по енергийна ефективност).

- В по-нататъшното развитие на вече утвърдените и набелязани програми към оценка на влиянието им върху подобряване на специфичните коефициенти на горива и енергия за съответните производства и дейности, което е основа за активно прогнозиране от долу на горе на перспективните енергопотребности на страната и за интегрирано енергийно планиране в България.

Успехът на цялостната енергийна политика в областта на енергийната ефективност в силна степен зависи от това доколко тя ще прерасне в приоритетна част на общата енергийна политика на страната. Тук ще подчертаем, че през последните години енергоемкостта (енергийната интензивност) на българската икономика се е подобрила с 38% (за сравнение в ЕО25 тя е намаляла с 13% за същия период), но все още остава около 8 пъти по-висока спрямо страните от ЕО25.

3.2.2. Енергийна сигурност

Европа става все по-зависима от вноса на енергоресурси [21]. При запазване на тенденциите зависимостта на брутно енергопотребление от вноса на енергоизточници към 2030 г. ще нарасне на 65% спрямо сегашните 50%. При това зависимостта от вноса на газ се очаква да нарасне от 57% на 84%, а на нефт – от 82% на 93%. Ръстът на енергийната зависимост носи политически и икономически рискове.

Каква е енергийната зависимост на България?

В проекта за Национална енергийна стратегия на България до 2020 г. (<http://www.mi.government.bg>) в частта за енергийна сигурност на стр. 9 съседстват следните две изречения: „България осигурява над 70% от брутно си потребление от внос. Статистическият индикатор за енергийна зависимост е значително по-нисък – 46,6%, поради методиката, използвана от Евростат, която приема ядрената енергия за местен източник“?!)

Това за съжаление не е печатна грешка. С риск да повторим казаното в Глава 1 ще потвърдим, че действително статистиката на Евростат и на нейния източник в България – Националният статистически институт, счита ядрената енергия за местен енергиен ресурс. Трудно е да се разбере защо вносът на нефт и газ се приема за внос на енергийни ресурси, а вносът на ядрено гориво – за национален енергиен ресурс! При това не се предполага задължителното използване на внесените количества нефт или газ от страната вносител в енергийни технологии (котли, превозни средства и др.). Внесеното от Русия ядрено гориво след изгарянето му в руски ядрени реактори се складира като отработено гориво, после по

принцип се връща в Русия за преработване, след което високоактивните отпадъци следва да се върнат в България за дългосрочно съхранение. Така България е напълно зависима не само от вноса на ядреното гориво, но и от целия горивен цикъл и от ядрените технологии на една страна.

Сега, когато Европа приема енергийната зависимост като един от основните проблеми на енергийната сигурност, цялото недоразумение с ядрената енергетика (*колкото повече ядрена зависимост – толкова повече енергийна независимост!!*) води до манипулации в анализите, медиите и обществото.

Диверсификация на вноса на енергийни ресурси

С изключение на присъединяването на електроенергийната ни система към УСТЕ, както и изграждането на електропровода между България и Македония за последните 6–7 години практически нищо не беше постигнато от набелязаното повишаване на надеждността на енергийните доставки, включително сигурността на разпределителните мрежи и използване на изгодното географско разположение на България. Приемането на България в ЕО и газовата криза дадоха силен тласък за активизиране на дългосрочна политика към реализация на нови стратегически енергийни проекти през територията на страната: i) проекта „НАБУКО“ за пренос на природен газ от Каспийския регион, Близкия изток и Северна Африка към ЮИЕ и ЕО, ii) газопровода „Южен поток“ от Русия през Черно море и България до Италия или Австрия и iii) нефтопроводите Бургас–Александруполис и Бургас–Вльора за транзит на руски и каспийски нефт към европейските и световните пазари.

Водят се и преговори за изграждане на междусистемни връзки на природен газ с Турция, Гърция, Сърбия и Румъния, които могат да бъдат построени преди големите транзитни връзки. Активирани са преговорите за свързване на турската ЕЕС с УСТЕ, както и изграждане на втори електропровод между България и Гърция.

Развитие на производствената структура на националната енергетика

Енергийната политика на ЕО за общ конкурентен електроенергиен пазар се стреми да съчетае три основни взаимосвързани предизвикателства: i) обосноваване при развитието, ii) технологични, законодателни и финансови проблеми за значително навлизане на ВЕИ и iii) маневреност на електроенергетиката. Как се проектират те в националната електроенергетика?

I) Обосноваване при развитието на електроенергетиката

От 2000 г. насам без количествена визия за перспективните електропотребности в страната и района и в противовес на препоръката на

UNDP и Световната банка България пое пътя на екстензивното електроенергийно развитие с държавни гаранции. (*Препоръка за отказ от държавни гаранции за мощности за износ на електроенергия и пълно поемане на пазарния риск от потенциални инвеститори е дадена в разработката на UNDP и СБ за България през 2000 г. Тази препоръка се подмина и се подминава с мълчание.*) Разработката [1] и Глави 1 и 2 по-горе идентифицират необосноваността и огромния пазарен и социален риск на такава политика. Там ние предлагаме препоръчителен сценарий, насочен към устойчиво развитие и конкурентоспособна структура без неоправдан ръст на електропроизводствените мощности.

II) Технологични, законодателни и ценови проблеми при присъединяване на ВЕИ в електроенергийната система

III) Маневреността на електроенергетиката се разглежда в два аспекта: а) сигурност (диверсифицираност) на доставянето и б) управляемост на ЕЕС. Тук се спираме само на взаимносвързаните въпроси между последните две предизвикателства: проблемите при развитие на ВЕИ и маневреността.

По-горе бяха отбелязани ресурсният потенциал и стимулите за навлизане на ВЕИ в електроенергетиката на страната. Доклад [14] представя състоянието към средата на 2007 г. и оценката на Националната електрическа компания за производството на електрическа енергия от ВЕИ. Вятърни двигатели с обща мощност от 765 МВт са били в процес на проучване и присъединяване към електрическата мрежа. Прогнозната оценка за инсталирана мощност към 2020 г. от големи, средни и малки ВЕЦ е 8000 МВт. Само две години след този доклад в НЕК и разпределителните предприятия има заявени за присъединяване над 100 ВЯЕЦ с обща мощност около 11 000 МВт и 11 обекта за фотоволтаични централи с обща мощност около 600 МВт. Нашият коментар е, че сам по себе си този факт обезсмисля всички досегашни програми и планове, независимо от това колко искания за присъединяване ще бъдат реализирани. Необходимостта от преоценка на всички сценарии или проекти за развитие на електропроизводствени мощности и съответните мрежи е повече от очевидна, но тя трябва да се извърши без предубеждения.

Енергийните институции в страната (МИЕТ, ДКЕВР, НЕК ЕАД, Енергийният системен оператор (ЕСО ЕАД) и мажоритарните собственици на електроразпределителните дружества (ЕОН, ЕВН И ЧЕЗ) проявяват изключителна загриженост главно по три проблема на бързото развитие на ВЯЕЦ: а) особености на управлението на ЕЕС, б) развитие на преносната и разпределителните електрически мрежи и в) възможности за включване на добавките за зелена енергия в плащанията на крайните потребители [13] – [18].

а) Въздействие на ВЯЕЦ върху управлението на ЕЕС

Нерегулируемите ВЯЕЦ влошават качеството на електроенергията, тъй като произведената от тях електроенергия въздейства неконтролирано върху потокоразпределението и напрежението във възлите на електрическата мрежа. Колебанията в работната мощност на нерегулируемите ВЯЕЦ могат да се компенсират само чрез допълнително регулиране на товарването на ВЕЦ в широк диапазон. Ако не се ограничава въвеждането в експлоатация на нерегулируеми ВЯЕЦ, може да се стигне до влошаване статичната и динамичната устойчивост на ЕЕС, както и затруднения при възстановяване след настъпили смущения. Това означава нарушаване на способността на системата да запазва сигурност и качество (напрежение и честота) при възникване на оразмеряващи смущения (при производителите, при потребителите или в мрежата).

За съжаление управлението на развитието, включително и последният проект за енергийна стратегия, като правило, не анализира и не набелязва развитието на управляемостта като основна предпоставка за надеждност на ЕЕС. Електроенергийният системен оператор на България предлага да се измени Законът за енергетиката, като се приеме лимит: „инсталираната мощност от всички ВЯЕЦ в ЕЕС на България да не надвишава 20% от регистрираната максимална брутна генераторна мощност на страната“ [16]. (Това предполага лимитът за инсталирана мощност за ВЯЕЦ за 2009 и 2010 г. да бъде 1560 МВт.) Основанията за това предложение са ясни: АЕЦ не може да следва колебанията на товарите, нито да участва в регулиране на честотата и обменните мощности, термичните централи имат висок технически минимум и не могат често да се пускат и спират. Системният оператор счита, че съвместяването на ВЯЕЦ с останалите мощности може да стане или чрез строителство на нови регулируеми ВЕЦ и газови турбини, или чрез ограничаване работата на ВЯЕЦ, или чрез буферни консуматори.

Наследеното схващане за развитие като непрекъснато нарастване на инсталираните мощности кара ЕСО да забрави за процеса на усъвършенстване на вятърните агрегати, които ги правят вече регулируеми и дори конкурентни на класическите електроцентрали по качества на регулиране, както е описано в раздел 4.4.2 на втората част. **Следователно задачата се свежда до лимитиране размера на нерегулируемите мощности и разрешаване за присъединяване само на регулируеми мощности, в т.ч. вятърни агрегати.** Показаното по-горе екстензивно развитие чрез крупни единични енергийни мощности от 1000 МВт въобще не е съобразено с изискванията за надеждност, нито с необходимостта от увеличаване на въртящия и студения резерв. Необходимо е да се напомни, че абсурдното удвояване на производствените мощности към 2020 г. автоматически води до удвояване на

проблемите за надежността. Ето защо изискванията на системния оператор трябва да равнопоставят производителите, а не да превилегироваат едни от тях. Вместо лимитиране на ВяЕЦ изобщо следва да се лимитира присъединяването на нерегулируеми ВяЕЦ, а модерните регулируеми агрегати/паркове да са равнопоставени на класическите електроцентрали. И едно пожелание: нека нерегулируемият дял да остане за идващото поколение „домашни вятърни електроцентрали“.

б) Въздействие на ВяЕЦ върху развитието на преносната електрическа мрежа

ВяЕЦ се изграждат в райони, където интензивността на вятъра е най-голяма. Там като правило няма достатъчно изградена електрическа мрежа. Техническите и инвестиционните проблеми, както и проблемите по изпълнението на изискванията на ЗВАЕИБ за сроковете за присъединяване подробно са анализирани в [15,16]. Там са представени прилаганите временни решения и предложения за изменения и допълнения в Закона за енергетиката и промени в Наредбата за присъединяване на потребители и производители към електропреносната и електроразпределителните мрежи, към които следва да се подходи доста внимателно, защото е допусната спекулация, свеждаща се до извода „развитието на електропреносната мрежа заради ВяЕЦ е по-скъпо, отколкото заради АЕЦ“. Истината е точно обратна. Средствата за развитие на мрежите за ВЕИ не са по-големи от средствата за развитие на мрежите за атомните или термичните електроцентрали.

в) Механизъм за компенсиране на разходите за зелена енергия.

У нас Общественият доставчик (НЕК) и крайните снабдители (електроразпределителните предприятия – ЕРД) изкупуват „зелената енергия“ по преференциални цени. Разходите за „зелена енергия“ се поемат само от крайните потребители чрез цената за пренос, което облагодетелства един вид производители и нарушава принципа за равнопоставеност. Цената за пренос при това има две компоненти: 1) цена за мрежовата услуга, която възстановява разходите по преноса, и 2) надбавка за възстановяване на разходите по изкупуване на електроенергията, произведена от ВЕИ.

По методиката, регламентирана от ДКЕВР [15], общата сума на осъпяването се изчислява като произведение на надбавките и съответните количества електроенергия, произведена от възобновяеми или алтернативни енергийни източници.^{бел.р.} Надбавките се включват в необходимите годишни приходи на преносното предприятие (НЕК), което следва да компенсира ЕРД за закупената от тях електрическа енергия, произведена от ВЕИ. Очакваният ефект от този механизъм е равнопоставеност на потребителите за тежестите, които всеки трябва да поеме за опазване на околната

^{бел.р.} Аналогичен е механизъмът и за излишната електроенергия при комбинираното топло- и електропроизводство.

среда, и равнопоставеност на компаниите по отношение на разходите им за закупуване на електрическа енергия. Този механизъм обаче не решава въпроса за неравномерността на инвестиционните разходи за присъединяване на ВЕИ. Разходите по присъединяване на ВЕИ са за сметка на инвеститора, но изграждането на разширението на мрежата е задължение на преносното и разпределителните предприятия, което води до забавяне на изграждането и сроковете за въвеждане в експлоатация. Методите за определяне на цената и европейските практики на достъп за възобновяеми източници в електроенергийната система са много разнообразни и в процес на уточняване [18]. Приетите наредби за зелени сертификати са крайно неефективни, защото третират само исторически произведената зелена електроенергия. **Проблеми:** собствениците на преносната и разпределителните мрежи не желаят присъединяване на ВЕИ, особено ако това е свързано с авансово заплащане на разширителното строителство на мрежите. **Коментар:** Не е добра атестация за нашите институции да тичат след проблемите.

Необходимо е още едно напомняне: Ангажираността на страната да удвои ВЕИ в електроенергетиката не може да бъде постигната едновременно с увеличаване на ядрените или въглищните електроцентрали. Страната просто няма природен и финансов ресурс за подобни абсурдни сценарии, нито търсене на електроенергия в такива огромни размери.

Развитие на газоснабдяването

Газопреносната система в страната е с дължина 870 км плюс 1750 км отклонения към потребители [15]. Изградените дистрибуторски мрежи са с дължина 3071 км на територията на 57 общини и 5 обособени територии. Предвиденото за 2010 г. нарастване на дистрибуторските мрежи е 1200 км. Потреблението за 2008 г. е 3.341 млрд. м³, а предвиденото за 2010 г. е 3.9 млрд. м³, а за 2015 г. – 4.6 млрд. м³. Изоставането на битовата газификация е един от основните недостатъци на структурата на енергоносителите и фактор за ниската енергийна ефективност на страната. Едва 1.5% от българските домакинства имат достъп до природен газ при средно 55% в Европа. Значителна част от електропотреблението в домакинствата е за отопление и домакински нужди. Известно е, че енергийната ефективност на използването на електроенергията за тези цели, като се отчита ефективността по веригата на производство, пренос, разпределение и използване, е около 24–26%. България се нуждае от разработване и ускорено развитие на газоразпределителна мрежа на територията на страната.

Националният газов пазар има значителен потенциал за разширяване и в авомобилния транспорт. Газостанциите за компресиран природен газ понастоящем са около 20. развитието на този пазар ще бъде в условията на силна конкуренция от постоянно усъвършенствани автомобилни технологии и горива.

3.3. Цени, конкурентоспособност на икономиката и социален статус на масовия потребител

Динамиката на цените на енергоносителите у нас се определя от динамиката на международните цени на суровия петрол и от изменението на административните/регулираните цени. Последните обаче не са подчинени на целенасочена държавна политика за повишаване на енергийната ефективност чрез цените на стоките от тази група. Динамиката на международните цени на суровия петрол и на валутния курс долар/евро се пренася почти директно както върху цените на производител на нефтопродукти у нас, така и при потребителските цени на течните горива. Непрекият ефект от тяхната динамика обаче влияе много по-силно върху изменението на общото ценово равнище в България, отколкото в ЕО поради високата енергоемкост на нашата икономика. В таблицата по-долу се вижда движението на цените при енергийните стоки през последните години и влиянието им върху хармонизирания индекс на потребителските цени (ХИПЦ) според НСИ.

Увеличения в цените при енергийните стоки за 2007 и 2008 г. и общ ефект при ХИПЦ						
	дек. 2007 към дек. 2006 г.			ноем. 2008 към ноем. 2007 г.		
	ИЦП	ХИПЦ	Общ принос в ХИПЦ (п.п.)	ИЦП	ХИПЦ	Общ принос в ХИПЦ (п.п.)
Течни горива	29.5%	17.8%	1.9	-0.2%	-0.3%	-0.2
Електроенергия	11.3%	7.8%	0.7	14.2%	14.3%	1.1
Топлоенергия	1.1%	0%	0.0	8.0%	12.9%	0.2
Природен газ*	13.1%		0.4	36.1%		1.0
Общ ефект в ХИПЦ	2.9			2.0		

* Повишения в пределните цени, по които общественят доставчик продава природен газ на обществени снабдителни и потребители. Източник: НСИ, АИАП

В съответствие с енергийната „стратегия“ от 2002 г. [9] средната цена на електроенергията за домакинствата след трите стъпала на повишаване в края на 2004 г. следваше да достигне 9 ст./кВтч (0.046 евро/кВтч). Къде сме сега?

С решение Ц-21 от 26.06.2008 ДКЕВР (<http://www.dker.bg>) утвърди нова система от цени без ДДС. По информация от ДКЕВР от 1.07.2008 г. средното повишаване без ДДС на цените на електрическа енергия за предприятията при средно напрежение е 13.072%, при ниско напрежение – 16.704%, а за битовите потребители – 14.093%. (С ДДС повишението е съответно 15.69%, 20.04% и 16.9%.)

Цената на електрическата енергия за домакинствата в България от 01.07.2008 нараства на 73.3 евро/МВтч (повече от два пъти увеличение по сравнение с набелязаната за 2004 г. цена в „стратегията“) и приближава тези за февруари 2009 в Естония, Румъния, Литва и Гърция (съответно 73.2, 81.8, 85.0 и 95.9 евро/МВтч) [25].

Цените, определени от ДКЕВР за предприятията, захранвани от разпределителните мрежи, следва да бъдат отнесени към групата на малките индустриални потребители по класификациите на Европейската комисия. С увеличението от 15.69% за предприятията средно напрежение тези цени нарастват на 90.2 евро/МВтч, а с увеличението 20.04% за ниско напрежение – на 95.76 евро/МВтч. Така от 1.07.2008 цените на електрическата енергия за малкия и средния бизнес в България вече превишават тези в Латвия, Швеция, Естония, Литва, Финландия и Франция (съответно 80.3, 82.0, 83.1, 84.0, 89.6 и 91.1 евро/МВтч) [25].

Ценовото равнище за големите индустриални потребители в България след 1.07.2008 г. може да бъде оценено само ориентировъчно, тъй като при либерализирания електроенергиен пазар тези цени са обект на договор между потребителя и съответния производител. Три фактора определят това равнище: цената, на която след 1.07.2008 г. електропроизводителното предприятие продава електрическата енергия, цената за достъп до електропреносната мрежа и цената, по която НЕК пренася електрическа енергия през електропреносната мрежа. Нашият анализ води до заключението, че даже при малко вероятната хипотеза за запазване в договорите на регулираните цени с електропроизводителя, действащи преди 1.07.2008, цената за големите индустриални потребители нараства на 77.5 евро/МВтч и се доближава до цената във Франция – 78.9 евро/кВтч. Лятото на 2009 г. бе показателно с повсеместното намаляване на цените на електроенергията в Европа. Ако тази тенденция се запази, големите български електропотребители могат да насочат търсенето си към електропроизводители извън България.

Продължаващата икономическа криза може да надделее временно над съществуващите фактори за бъдещ ръст на цените, които не са за подценяване. Тези фактори у нас са: продължаваща политика за екстензивно развитие на електроенергетиката, дългосрочни договорите за рехабилитация или строителство на нови мощности, политиката за ръст на цените на новите монополисти – собственици на електроразпределителните дружества, с гарантирана по договор висока около 16% възвръщаемост, навлизането на ВЕИ в електроенергетиката, корпоративните интереси и отсъствието на конкурентна среда (картел в енергетиката), грешната реорганизация на държавните дружества чрез тяхното раздробяване. **Страната има жизненоважна необходимост от нова ценова**

политика за конкурентоспособни енергетика и икономика и благополучие на масовия потребител в условията на динамични промени по пазарите на енергийни носители.

3.4. Енергийна политика и либерализация на енергийните пазари

Либерализацията на електроснабдяването и газоснабдяването в ЕО натрупа история. Директивите за газ и електроенергия, приети през юни 2003 г., въведоха разединяване (unbundling), според което преносните мрежи трябва да функционират правно и икономически разграничени от производството и снабдяването. Публичната мотивация за така нареченото „дерегулиране“ беше увеличаване на общественото благополучие чрез конкуренция при производителите и доставчиците. Корпоративната мотивация беше по-нататъшно консолидиране на суперкомпаниите на големите европейски държави. Върху малките ЕЕС това имаше раздробяващо влияние. България нямаше далновидна политика и българските граждани изпитаха резултатите чрез нарастващото си обедняване.

На 22 април 2009 г., след повече от тригодишни „дискусии“, Европейският парламент прие с голямо мнозинство законодателните текстове от третия енергиен пакет. Наред с прогресивните регламенти в пакета не следва да се пропускат текстовете, които му придават потенциал на пореден инструмент за централизиране на икономическата власт на великите сили: Създава се европейски регулаторен орган, който ще определя регламентите при функционирането на европейската енергийна система. Държавите членки ще разполагат с година и половина, за да се приспособят към новите правила. Досегашните етапи от реорганизирането и либерализацията на енергийния сектор в България бяха съчетани с така наречения процес на приватизация. При него силните национални компании бяха раздробени и отделни енергийни обекти бяха буквално подарени на безценица. Възвръщането към изконните правила за конкурентно функциониране на националната енергетика в световната и европейската среда изисква преосмисляне на досегашните политически действия и преминаване от дезинтеграция към интеграция на българските и смесените дружества и компании при гарантирани ползи, а не предизвикване на нови загуби за националната икономика.

Досегашният български електроенергиен пазарен модел не съществува никъде по света. В него се имитира конкурентност, която априорно не може да съществува при разнородни технически характеристики на отделните агрегати. Посредниците играят много по-пагубна роля за държавата и крайните консуматори, отколкото в топлофикацията. Поради това НЕК е набедена да поема всички па-

сиви като единствен балансър на всички пазарни участници, вместо да функционира реален балансиращ пазар. Ето защо България следва да измени този пазарен модел и да се концентрира към конкуренция с производителите от останалите балкански страни. Едва тогава ще имаме отговор на въпроса:

Ще бъде ли националната електроенергетика конкурентоспособна?

Това никога необсъждано и неизследвано досега предизвикателство налага преоценка на досегашните етапи на деагрегация и приватизация в енергетиката. Пълната либерализация на енергийните пазари на електроенергия и природен газ, финансово-икономическата криза, намаляващите енергийни потребности и неясните ценови равнища, ресурсната политика и поведение на големите „играчи“ на Европа и съседните страни създават **нова среда за развитие на националната електроенергетика**. В краткосрочен план в условията на толкова неопределености следва да се избират действия, печеливши при всички сценарии („win-win“ стратегия). За България това значи съсредоточаване на значително по-големи ресурси във всички области на енергийната ефективност и ВЕИ, модернизация на съществуващи мощности и пълен отказ от развитие с нарастващи пазарни, икономически и социални рискове от крупни енергийни проекти за износ на електроенергия.

Либерализация и диверсификация на националния газов пазар

Поради единствения доставчик през единствената тръба всички досегашни реорганизации на газовия пазар в България са имитации, насочени към обогатяване на няколко посредници. Националните интереси изискват преди всичко привличане и на други доставчици на газ, при това конкуриращи досегашния единствен доставчик в газоснабдяването на страната. Само тогава комбинираното централизирано или разредоточено топло- и електропроизводство може да окаже благоприятно въздействие върху националните потребители.

3.5. Енергийна стратегия за близките 20–30 години

За втори път през това десетилетие България няма енергийна стратегия, основана на количествена визия за устойчиво развитие на обществото, включително перспективи за икономическо развитие, енергийни потребности, енергиен баланс, ресурсно и технологично развитие, енергоикономически показатели, инвестиционна и инфраструктурна политика за предстоящите 20–30 години. Разработването на такава стратегия трябва да бъде основано на няколко изходни предпоставки:

А) Отказ от екстензивно развитие и от наслоявания от години мит „България: енергиен център на Балканите (на Югоизточна Европа)“, защото:

– **От ресурсна гледна точка:** България е бедна на енергийни източници страна, която внася около 72% от енергийните си ресурси, включително 100% от нефта, газа и ядреното гориво от една държава. Износът на електроенергия в размер на 5–6 ГВтч/г. е около 3–4% от общото потребление на енергийни ресурси в страната. (За 2008 г. износът на електроенергия е 5344 ГВтч.) Съпоставянето на тези числа очевиден показва, че от ресурсна гледна точка България не е и не може да бъде енергиен център на Балканите.

– **От финансово-икономическа гледна точка:** Както бе посочено, до средата на 2007 г. целият износ се реализираше от държавната Национална електрическа компания чрез електроенергия от съществуващите производствени мощности. Разликата между изкупна и продажна цена се използваше за поевтиняване на електроенергията при националните потребители, въпреки че продажните цени бяха определяни чрез посредници, а не пряко с купувача. В резултат от дезинтеграцията на НЕК и безотговорни продажби на електроцентрали и електроразпределителни дружества на чужди собственици износът започна да преминава от НЕК към други търговци и да облагодетелства инвеститори и потребители зад граница в ущърб на националния потребител. Освен това в края на 2008 г. финансово-икономическата криза предизвика намаление на потреблението на електроенергия в Европа и в Турция, поради което търсенето на едро спадна и цените на износа достигнаха нивото на себестойността. Следователно **печалбата за държавата България от износ на електрическа енергия вече е нищожна.**

Коренно различна е задачата за икономическата ефективност на новоизградени електроцентрали за износ на електроенергия. Строителство на ядрени или други електроцентрали в България чрез внос на капитали (които трябва да се връщат с лихви), чрез внос на съоръжения и инсталации (за ремонтите и модернизациите на които се абонираш), последвано от непрекъснат внос на гориво, преработването му с емитиране на всички съпътстващи емисии и съхраняването на (високорадиоактивни) отпадъци при неизвестен купувач на електроенергия (въпреки че се споменава Италия), който не поема нито физически, нито финансов риск, означава, че България ще поеме само негативни последствия, а Русия, Италия и Германия – печелившите. Това вече не е „налудничаво“, а „престъпно“. Мотивирана от корпоративни интереси, такава политика е разпродаване на бъдещето на страната и противоречи на смисъла и съдържанието на самото понятие „устойчиво енергийно развитие“.

Б) Преориентация на приоритетите в енергетиката от екстензивно развитие към енергийна ефективност. Беше вече отбелязано, че добре поставената организационна дейност в тази област понастоя-

щем обхваща предимно сферата на крайното потребление. В същото време доминиращата част от първичните енергийни ресурси в енергийния баланс на страната преминават през преобразования, които обаче са извън програми за енергийна ефективност;

В) Обхващане на цялата енергетика в стратегията. Това включва всички процеси и системи на добива, преработването, енергийните преобразования, преноса, разпределението и използването на горива и енергия, които трябва да бъдат третирани като единно цяло. Реализацията на такъв подход (интегрирано енергийно планиране – ИЕП) е световна практика и е гаранция за обоснованост на енергийното развитие, конкурентоспособна енергетика и икономика и социална приемливост от обществото. (В България все още има достатъчен изследователски потенциал за анализ на алтернативи за интегрирано енергийно прогнозиране и планиране.)

Г) Съчетаване на интересите на България с новата енергийна стратегия на ЕО, насочена към устойчиво развитие, енергийна сигурност, конкурентоспособност, обслужване на обществото и свързаното с тези цели намаляване на енергийната зависимост, повишаване на енергийната ефективност, развитие на единен европейски енергиен пазар, либерализиране и прозрачност на електроенергийните и газовите пазари, диверсификация на енергийните доставчици и развитие на междусистемните връзки на електроенергетиката и газоснабдяването. Внимателно, а не както досега безкритично внедряване на законодателните текстове и правилата на Третия енергиен пакет за либерализиране пазара на електричество и газ, включително разширяване и защита правата на потребителите.

Д) Развитие на производствената структура и мрежите на електроенергетиката и газоснабдяването за преодоляване на затрудненията от мащабно въвеждане на ВЕИ и за подобряване структурата на енергийния баланс на страната.

Е) Включване в енергийната стратегия на бързо развиващата се световна тенденция за хоризонтално интегрирани енергоснабдителни (включително ВЕИ) и енергопотребителни системи на местно и общинско равнище – процес, свързан и с децентрализацията и демократизацията на държавното управление.

3.6. Институционални и изследователски проблеми на енергийната политика

А) Институционални

През последното десетилетие националните институции (МОСВ и МИЕ с участие на заинтересуваните министерства) водиха активна политика съвместно с останалите страни и международни организации за борба с изменение на климата, за транспониране на законодателството

на ЕО, подготовка на национална рамка и внедряване на широк кръг от задачи в съответствие с амбициозната програма на ЕО по изменение на климата и чиста енергия. В същото време обаче в разрез с европейската политика Министерството на икономиката и енергетиката допусна редица отклонения от изискванията за устойчиво развитие:

◆ Развитието се прогнозира без количествена визия за икономическо развитие, енергийни потребности и пазари, предоставяйки простор на екстензивно развитие с държавни гаранции. Тази практика продължава и сега. Например в проекта за енергийна стратегия отново се оставя простор на екстензивното развитие и на внушаваното от години клише „България – енергиен център“, без да се дава сметка, че се нарушават условията на живот на бъдещите поколения.

◆ През този период бяха реализирани редица непрозрачни приватизации, сред които и разпродаването на електроразпределителните дружества. И досега не са известни мотивите на тази приватизация и клаузите на договорите. Последствията са ясни: недостатъчни инвестиции и влошена сигурност на електроснабдяването поради необезпечаване на договорената свръхвисока норма за възвръщаемост на активите на собствениците. Не е ли време да се осветлят тези договори и да се започне преоценка на някои клаузи? Вечно ли българският потребител ще плаща такива големи отчисления на други страни? Как ще функционира напълно либерализираният национален електроенергиен пазар при тези условия?

◆ Енергийната култура на обществото е резултат на многократно повтаряни клишетата и внушения на лобистки кръгове. Реалните проблеми на енергийната политика са непрозрачни за огромната част от обществото.

Новата енергийна политика на ЕО, в частност Третият енергиен пакет, изисква актуализация на националното енергийно законодателство (Закон за енергетиката, Закон за енергийната ефективност, Закон за възобновяемите и алтернативни енергийни източници и биогоривата), нови правила на функциониране на енергийните пазари и нови функции на институциите. С оглед на институциите е желателно да се подчертае, че при новите условия в новия закон за енергетиката следва да се формулират и разграничат функциите на Министерството на икономиката и енергетиката и тези на Българския енергиен холдинг.

Българският енергиен холдинг (БЕХ ЕАД) беше създаден през септември 2008 г. Холдингът обединява държавните енергийни дружества НЕК ЕАД, ЕСО ЕАД, „Булгаргаз“ ЕАД, „Булгартрансгаз“ ЕАД, „Булгартел“ ЕАД, АЕЦ „Козлодуй“, „ТЕЦ Марица-изток 2“, „Мини Марица-изток“ и АЕЦ „Белене“. В проекта за енергийна стратегия на МИЕ се отбелязва, че консолидираните активи на БЕХ са на стойност от около 8.5 млрд. лв., консолидираните приходи са в размер на около 3.6 млрд. лв. и общият брой

служители е около 21 хил. души. Подчертава се, че „създаването на БЕХ ЕАД цели единно и ефективно управление на съставните бизнес единици с адекватно пазарно поведение, функциониращи под единно стратегическо управление“. Подчертава се също, че „със създаването на БЕХ се постига по-висока ефективност и качество на енергийните услуги, оптимизиране на разходите и въвеждането на модерни механизми за привличане на инвестиции“.

Възникват няколко въпроса: 1. Какво е законовото разграничаване между функциите на МИЕ и БЕХ? 2. Не противоречи ли създаването на БЕХ на изискването на Европейската комисия за отделяне на дейностите („unbundling“)? 3. Изключено ли е преливането на финансови потоци между структурните единици на БЕХ и финансиране на строителството на АЕЦ „Белене“ чрез повишаване цените на енергийните услуги? 4. Буди недоумение ниската оценка на активите на БЕХ – около 8.5 млрд. лв. (4.25 млрд. евро). Реалната оценка по наше мнение е поне два пъти по-висока. Не сме ли пред прага на препродаване по модела БТК? 5. Въпреки позицията на ЕО „ядрените енергийни проекти в общността да не ползват никакви държавни субсидии“ [23] българското правителство се обърна към Русия с молба за държавен заем около 4 млрд. евро за построяване на АЕЦ „Белене“. Получаването на такъв заем не означава ли фактическо продаване на цялата държавна енергетика на Русия?

Б) Изследвания и технологично развитие

През последното десетилетие бяха практически закрити такива комплексни изследователски и проектни институти като „Енергопроект“ и „Минпроект“, както и редица бази за развитие. Новите условия, както и планът за изследвания и технологично развитие на ЕО изискват развитие на изследователския потенциал и дейност в системата на енергетиката, ВУЗ и БАН по нови и възобновяеми източници и технологии на горива и енергия, по прогнозиране на взаимодействията икономика–енергетика–общество, по структурата и режимите на електроенергетиката, по механизмите за управление на енергийните цени и пазари, както по преките и обратните взаимодействия енергетика–природа–общество, някои елементи на които са обект на втората част на тази книга.

Заключение към първа част

В съответствие с методологията на проекта CASES тази част на книгата бе посветена на анализа на определителите (the drivers) на перспективните електропотребности в страната, на формирането на препоръчителен сценарий за развитие на електропроизводствената подсистема и на анализ на актуални проблеми в енергийната политика. При създаването на тази част изпитахме и трябваше да преодолеем две

основни предизвикателства – i) липса на средносрочна оценка и дългосрочна прогноза и още по-малко на насочена политика за икономическото развитие на страната и ii) липса на енергийна стратегия.

Публикуваното се основава на конюнктурни икономически анализи на различни наши институти и на приетата с РМС №705/31 август 2009 г. Средносрочна фискална рамка и основни допускания за периода 2010–2013 г., както и на статистическите данни за динамиката на енергийния баланс и електроенергийното потребление на подотраслите, домакинствата, услугите, селското стопанство, транспорта и енергийния сектор на страната. Текущата финансово-икономическа криза, високата енергоемкост и ниската конкурентоспособност на българската икономика, ниският социален статус на масовия потребител и намалението на населението предопределят спадане на електроенергийното потребление в средносрочен план и нисък ръст на прогнозните електроенергийни потребности до 2030 г.

Електроенергийните баланси за предстоящите години показват, че **провежданата досега политика на екстензивно развитие води до огромни излишъци от производствени мощности, което програмира неприемливо бреме за масовия потребител на електроенергия поради неминуемия ръст на цените за изплащане на ненужно строителство. Това е тревожен фактор срещу конкурентоспособността на икономиката, енергийната независимост и устойчивото развитие на страната. Тази политика противоречи също на енергийната политика на Европейския съюз и на конкурентоспособността на националната електроенергетика при пълната либерализация на европейския електроенергиен пазар.**

Изборът на препоръчителен сценарий за електроенергийно развитие до 2030 г. е ориентиран към пестеливо инвестиране само в необходими и икономически конкурентни обекти, използващи предимно национални енергийни ресурси, включително възобновяеми енергийни източници. Силният интерес на български и чуждестранни инвеститори за изграждане на мощности на възобновяеми енергийни източници е оценен доста консервативно, което заедно с резервите на прогнозираните електропотребности дава основание препоръчителният електроенергиен сценарий до 2030 г. да се счита за достатъчно надежден.

Сравненията с европейски и съседни страни показват, че България изостава с десетки години по основни енергоикономически показатели за устойчиво развитие. За да извърви успешно огромния път в икономическото си развитие, България следва да съсредоточи усилията си към анализираните в трета глава национални предизвикателства и да насочи електроенергетиката към изначалните ѝ цели: конкурентна икономика и благополучие на потребителя.

Явна и обществена стойност на производството на електроенергия от органични горива и възобновяеми източници в България

Основни сведения за методологията ExternE и проекта CASES

При добива, преработването и преобразуването на горивата и електроенергията възникват разнородни групи парични разходи. Например при открития добив на въглища изкопаването, преместването и съхраняването на покриващия слой почва е самостоятелна група разходи, която влиза в сумата на разходите, определящи крайната себестойност на въглищата. Аналогична е групата разходи за изкопаване на самите въглища. Следват разходите за пречистване, обогатяване и доставка на горивото. Не на последно място по значение са всички разходи за възстановяване на ландшафта (рекултивиране). Всички тези разходи имат точно околичествяване и могат да се пренесат в крайната цена на продукта, който се заплаща от купувача на въглища.

Има обаче и друга категория разходи, които не могат точно да се определят, и поради това, поне засега, не се включват в цената на продукта. Те могат да се обединят в обща категория „невни“ (външни, не-свои) разходи. Те са причинени от дейността на производителите, но са породени, принадлежи разходи при друга група лица. Например емисиите на прах при добива, обработката и транспорта на въглищата предизвикват замърсяване на околната среда и влошаване на здравето на хората. Щетите и вредите от тези две увреждания трудно се остойностяват. Разходите за възстановяване на околната среда или здравето на хората, ако то е възможно, поне засега нямат точна количествена оценка и поради това не се заплащат от купувача на въглища, а косвено от други субекти, в примера – земеделието и здравеопазването. Само в отделни случаи те се включват в цената на енергийния носител, например при нарушаване на определена емисионна норма или квота.

При свободните пазари определянето на разходите се прилага предимно за формиране на себестойността, която служи като база за икономичес-

ката ефективност на една или друга цена. Разходите, които се наслагват един към друг по технологичната верига добив – пречистване – преработване или преобразуване, формират привнесената себестойност на един енергиен носител. Например всичките разходи за добив, пречистване, обогатяване и доставяне на органичните горива влизат в себестойността на електроенергията като една съставка – цената, по която се закупува горивото. Следващата съставка са инвестиционните и експлоатационните разходи по съхраняване, смесване, раздробяване, смилане и впръскване на горивото. Следват инвестиционните разходи за останалите съоръжения на електроцентрала, разходите за експлоатация и поддръжка, в това число за работна заплата и собствени нужди от горива, пара, електроенергия.

В европейската литература сборът от тези разходи се нарича с английското понятие „private costs“, което в буквален превод би означавало „частни разходи“. У нас думата „частен“ има смисъл на недържавен, необщ и поради това не придава необходимия смисъл на тези разходи. Като разнообразен превод би могло да се използва съчетанието „частични разходи“, за да се изразят смисълът на частична себестойност и фактът, че има и други, породени от емисиите разходи, които не са включени в „частичните“. Но този термин не отразява смисъла на сумиране на стойности, привнесени по веригата добив–преобразования–готов продукт. Ако се акцентира на привнасянето на разходите от всеки етап на енергийните преобразования в крайния продукт, може да се приложи съчетанието „привнесени разходи“. Той ще означава вътрешна себестойност, сбор от дяловите разходи за всеки етап от добива на първоизточника до производството на крайния продукт, в случая електроенергията. Тогава обаче остава неизразен елементът на явната определяемост, остойностяемост на тези разходи и отнасянето им към крайния продукт, за да се получи неговата явна себестойност. За разлика от другата, неявна съставка на разходите, които не могат явно да бъдат остойностени и се възстановяват извън пазара на електроенергията, чрез облагане на трети лица.

Тази втора група (емисионни, породени, последващи) разходи в европейската литература се наричат с английското понятие „external costs“/„externality“, което в пряк превод би означавало външни, неявни, странични, несвой разходи. За тях ние ще употребяваме термина „външни“, макар да считаме, че е по-правилно у нас те да се наричат породени, принадлежни разходи, които сформират една неявна, чужда, несвоя себестойност. С термина „външни“ се акцентира върху изключването им от състава на явните, вътрешни разходи за крайния продукт.

За първата категория разходи предлагаме да бъде използван терминът „явни разходи“, на който ще съответстват понятията „явна себестойност“ и „явна цена“.

В началото на деветдесетте години на миналия век Европейската комисия финансира изследователски екип от различни специалисти за изучаване на външните разходи в енергетиката и транспорта [27]. Започна проектът, наречен ExternE (Externalities of Energy). Целта на проекта бе да се определят уврежданията и да се остойностят разходите от тяхното влияние. Например емисиите на серен двуокис от една електроцентрала причиняват увреждания на строителните материали или човешкото здраве, които пораждат разходи при поддържането на сградите и съоръженията и при здравеопазването. Производителите не знаят размера на тези разходи и не ги включват в цената на електроенергията, затова те са външни/странични за него. Външните разходи трябва да бъдат остойностени, а политиките да определят подхода за тяхното възстановяване. Един от подходите е въвеждане на добавки към цената на замърсяващите продукти (екотакси). Друг подход предвижда субсидиране на производителите на чиста електроенергия. Той е заложен в ръководните указания на Европейската комисия за държавни стимули към производството от възобновяеми източници.

Методиката за остойностяване на външните разходи, прилагана в проекта ExternE, се основава на анализ на произхода и развитието на всеки замърсител чрез проследяване на веригата от технологични преобразования (така наречения „жизнен цикъл“) [28], [29], [30]. Освен това се отчита и съвместното въздействие на комбинацията от замърсители (synergy effects).

През годините Европейската комисия финансира редица проекти и чрез инструментариума на ExternE са проведени изследвания в много европейски страни и е натрупан огромен фактологичен материал. Той е послужил за създаване на база данни, чрез която се определят уврежданията и се оценяват в евро стойностите на разходите, предизвикани от всеки тон отделен или комбинация от замърсители при производството на конкретните електроцентрали за различните географски райони на света [31].

Оценките могат да се правят поотделно за разходите, свързани с: i) увреждане на човешкото здраве, ii) загубите на биологичното разнообразие, iii) намалената реколта в земеделието и горите, iv) увреждането на строителните материали, v) затоплянето на планетата и vi) загубата на места за отдих. Постепенно тези бази са усъвършенствани и е създаден изчислителен инструментариум, наречен EcoSense [32], [33]. Изчисленията на външните разходи за европейските и неевропейските страни, включени в проекта CASES, са извършени чрез тези инструменти. При това освен външните разходи при електропроизводството са оценени и външните разходи при фазите пренос и разпределение, както и външните разходи поради глобалната или местната несигурност на

доставките. Подобен е също проектът NEEDS (New Energy Externalities Developments for Sustainability) [34]. Подобни изследвания съществуват и за транспортния сектор.

Представените в тази книга стойности на външните разходи при производство на електроенергия от органични горива в България са изчислявани със същия инструментариум. Те се отнасят само за влиянието на серния двуокис (SO₂), въглеродния двуокис (CO₂), азотните окиси (NO_x), праховите частици (PPM), амоняка (NH₃) и неметановите летливи органични съставки (NMVOC) на емисиите върху здравето на населението. Влиянието върху загубите на биологичното разнообразие, разходите за намалената реколта в земеделието и горите, както и за увреждането на строителните материали не е оценявано, тъй като не е било предмет в нашата задача по проекта CASES. Би следвало такова оценяване да е предшествано от замервания и специфични изследвания за установяване на въздействието на отделните източници в България по методиката с общо название ExternE. По същите причини не е остойностявано влиянието на групата радионуклиди и групата на другите замърсители: кадмий (Cd), арсен (As), никел (Ni), олово (Pb), живак (Hg), хром (Cr), шествалентен хром (Cr-VI), формалдехид (Formaldehyde-HOCH) и диоксин (Dioxin-C₄H₄O₂).

За пълнота на изложението следва да посочим невключваните в оценките по проекта CASES външни разходи:

- Вредите при редките, но огромни ядрени аварии и радиационни инциденти, както и оценките за риска от нарушаване на договора за неразпространение на ядреното оръжие. (Оценките за външните разходи при горивния цикъл и производството на електроенергия от ядрените централи не са предмет на нашата книга. Тук споменаваме проблема за сведение на онези, които ще се занимават с него. В [35] се отбелязва, че паричното изражение на ядрените аварии може да достигне до милиарди евро и сред обществото има голямо безпокойство от такива аварии, но авторите на базата данни са затруднени да разпределят такива суми хомогенно през периода за остойностяване: 2010–2030 г. Глава девета (Оценки на големите аварии) от [29] завършва с думите: „Досегашните опити да се остойности ефектът от редките, но големи аварии не бе успешен, нито приемлив, така че засега няма приет метод за включване на риска от такъв ненавистен инцидент в икономическите анализи, поради което досегашните оценки на са взети предвид в методологията ExternE. Необходими са нови изследвания, за да се постигнат приемливи оценки“.)

- Стойността на подкиселяване на водната среда и разходите за нарушаване на природните изгледи (поради голямата неопределеност в паричното остойностяване и липсата на достатъчно източници, на-

пример за оценка на нарушените изгледи от вятърни ферми, язовирни стени, електропроводи).

- Външните разходи при дейностите по електроснабдяване, на пример макроикономическата стойност на колебанията на цените на енергоносителите или стойността на недоставената електроенергия при смущения в електроснабдяването.

Глава втора *Производство на електроенергия от органични горива*

2.1. Технологии за производство на електроенергия от органични горива

Производството на електроенергия от органични горива означава пряко преобразуване на химически свързаната в горивото енергия в електрическа или нейното последователно преобразуване в топлинна, механична и накрая електрическа енергия. Досега в България стопанско значение имаше само преобразуването на органичните горива в кондензационните и комбинирани топлоелектроцентрали. През идните години ще започне използването и на по-модерни технологии.

Органични горива са:

- въглищата, в това число черни, кафяви, лигнитни, коксове, брикети, катран и газове от въглища;
- суров нефт, нефтени дестилати и нефтопродукти;
- природен газ.

Дървесината и други биомаси и промишлени отпадъци са също органични горива, но не са изкопаеми и затова се отнасят към категорията на възобновяемите първични източници.

За целите на енергийното сравняване на органичните горива в българската статистика се прилага обща единица мярка „нефтен еквивалент – н.е.“ (oil equivalent – oe). Един килограм нефтен еквивалент се равнява на 11.63 киловатчаса.

Делът на електроенергията в крайното потребление на енергия в България през 2007 г. е 24.5%. Остойностяването на електропроизводството от органични горива представлява важен национален проблем поради значителния дял на преобразованията на органичните горива в националния енергиен баланс.

Вложените енергийни ресурси за преобразуване в електроцентралите през 2007 г. са показани в таблица 2.1.

Табл. 2.1 Вложено гориво в електроцентралите през 2007 г.

	хил. т н.е.	%
Общо, в това число:	11 239	100,00
Ядрено гориво	3 728	33,2
Лигнитни и кафяви въглища (с калоричност под 5 700 ккал/кг)	4 215	37,5
Черни въглища (с калоричност над 5 700 ккал/кг)	1 854	16,5
Природен газ	775	6,9
Други твърди горива	506	4,5
Нефтопродукти	146	1,3
Други газове	22	0,2

Видно е, че органичните горива, вложени като първични ресурси в кондензационните и комбинираните топлоелектроцентрали, представляват 66.8% от brutното национално потребление на енергийни ресурси за електроенергия.

Предмет на нашето внимание са изградени, съществуващи, рехабилитирани или модернизирани, както и планирани за строителство агрегати или електроцентрали, използващи органични горива. Описание на отделните електроцентрали е представено по-долу. Показатели на различни групи агрегати от ТЕЦ са използвани в първата част на тази книга и в [1]. Основните претеглено осреднени показатели на групите/типовете съществуващи централи за 2007 г. са дадени в таблица 2.2. За електроцентралите, включени в препоръчителния сценарий, тези показатели са представени в таблици 2.3., 2.4., 2.5. и 2.6., съответно за 2010, 2015, 2020 и 2030 г. Данните за емисиите се основават на източници от Министерството на околната среда и водите и първоначално са публикувани в предварителния доклад по отчет D 7.1 през септември 2007 г. [2].

Следва да се отбележи, че в България вече не се експлоатират, нито проектират електроцентрали, изгарящи тежки или леки течни горива като основно гориво. Не се използват технологии, прилагачи изгаряне в кипящ слой или изгаряне под налягане. Всички централи на черни, кафяви или лигнитни въглища прилагат изгаряне чрез прахоразпръскване и вдухване на сгъстен въздух.

За времето от първия национален доклад до издаването на тази книга ТЕЦ „Девен“ към „Девен Солвей соди“ АД (дъщерно дружество на Solvay Sody) опроверга горния текст, като проектира и инсталира първия в България котел с изгаряне на въглища в кипящ слой с мощност от 400 т/ч, произведен и доставен от Foster Wheeler.

2.1.1. Описание на лигнитните електроцентрали

Лигнитните въглища са основните и най-важни местни изкопаеми–органични горива, използвани като енергийни източници. Общото количество добити въглища у нас през 2007 г. е било 28 400 000 тона, от които 23 900 000 тона са добити в „Мини Марица-изток“. Най-големите залежи от лигнити у нас съществуват в Източномаришкия въглищен басейн (фиг. 2.1.).



Фиг. 2.1. Най-големият лигнитен басейн в България – „Марица-изток“ (МИ)

Геоложките запаси и вероятните ресурси там се оценяват на 2095 млн. тона. Те представляват 80% от общото количество лигнитни запаси в страната. Техният добив и доставяне до централите са описани в раздел 2.3.2.

Понастоящем в България работят три кондензационни електроцентрали на източномаришки лигнитни въглища: „Марица-изток 2“, „Енел Марица-изток 3“ и „Марица 3“ – Димитровград. Четвърта кондензационна електроцентрала – „ТЕЦ Бобов дол“, работи на смесени въглища от различни находища, предимно лигнитни от Софийския басейн.

Две комбинирани топлоелектроцентрали: „Брикел“ (по-рано „Марица-изток 1“) и „Сливен“, използват също лигнити от мини „Марица-изток“, докато ТЕЦ „Република“ изгаря въглища от мини „Перник“.

Общата инсталирана мощност на лигнитните кондензационни електроцентрали е 3040 МВт, а на комбинираните топлоелектроцентрали – 335 МВт.

Препоръчителният сценарий предвижда пускане в експлоатация на строящата се нова кондензационна електроцентрала „Марица-изток 1“ с два блока по 335 МВт през 2010 г. Към 2014–2015 г. се появява нова електроцентрала (условно наречена „Марица-изток 4“) с инсталирана мощност от 700 МВт в комбинация с извеждане от експлоатация на един блок 210 МВт през 2015 г., още един през 2020 г. и трети – през 2025 г.

А) ТЕЦ „Марица-изток 1“

ТЕЦ „Марица-изток 1“ представлява електроцентра с два блока по 335 МВт, чието строителство се очаква да приключи през 2010 г. Тя се изгражда по схемата „построй–притежавай–експлоатирай–прехвърли“ и ще изгаря източномаришки лигнити. Въглищата ще се доставят с вагони, предимно от рудник „Трояново 1“. След разтоварването ще се раздробяват, след което едновременно ще се подсушават и мелят на прах, която се пулверизира и изгаря в барабанни котли.

Централата се строи на разчистената площадка на бившите два блока по 150 МВт от бившата ТЕЦ „Марица-изток 1“, сега ТЕЦ „Брикел“, в землището на град Гълъбово. Строителната стойност се оценява приблизително на 1050 млн. евро. Електроенергията ще се продава на НЕК ЕАД съгласно петнадесетгодишен дългосрочен договор. Проектът се реализира от обществената корпорация AES Corp, описана в NYSE, която е една от водещите на световното енергийно развитие. AES е собственик на създаденото за строителство, притежаване и експлоатация дружество с ограничена отговорност AES-3C „Maritza Iztok 1“.

Проектът се осъществява чрез сделка между българското правителство и AES Corp с най-дълго проточили се преговори – почти 8 години. Това е най-голямата инвестиция досега в България, а за 2005 г. – и най-голямата в Източна Европа.

Поддръжниците на проекта считат, че той ще има силен демонстрационен ефект при успешно експлоатиране в условията на либерализиран пазар и демонстриране на екологични предимства от внедрените технологии, които съблюдават природоопазващите изисквания в ЕО. Привържениците очакват централата да замести остарелите неефективни мощности и да намали икономическите разходи на консуматорите на електроенергия. Те считат, че инвестицията ще съдейства за развитието на реструктурирането на българската енергетика чрез увеличаване диалога между правителството и инвеститора, който да осигури регулаторен комфорт за риска на заемодателите. Това реструктуриране е условие за приемането на България в ЕО.

Противниците на проекта считат, че той е икономически необоснован, защото дълго оспорваната изкупна цена от 4.3 щатски цента за киловатчас (с 30% съставляваща, образувана от стойността на въглищата) не е конкурентна на цените на останалите българските електроцентрали, а задължението НЕК да изкупува ток от 670-мегаватовата „Марица-изток 1“ ще означава, че българската електроенергийна система задълго няма да има възможност да намали крайната цена на електроенергията.

От природосъобразна гледна точка проектът е прегледан внимателно и оценен на ниво А/1 чрез оценка на влиянието му върху

околната среда и чрез проучване за изпълнение природоопазващите изискванията на Европейската банка за възстановяване и развитие. Проектът е оценяван също относно изискванията на Директивата на Европейската комисия за комплексно предотвратяване и контрол на замърсяванията, както и изискванията на българското законодателство за опазване на околната среда.

Ключов проблем при проекта „Марица-изток 1“ е опазването на въздуха. Новата електроцентра с ще има съвременни устройства за пречистване на димните газове и контрол на емисиите, които ще пречистват 94% от серния двуокис. Централата ще спазва изискванията за нормите на прах, серен двуокис и азотни окиси, както е регламентирано в Директива 2001/80 на ЕО относно големите горивни инсталации.

AES ще експлоатира централата в съответствие с изискванията на българските закони и наредби, както и стандартите за опазване на околната среда в Европа, в това число стандартите за най-добри разполагаеми практики (Best Available Technique – BAT).

Това, което проектът не може да избегне, са емисиите на въглероден двуокис, произтичащи от изгарянето на лигнитните въглища.

Употребата на вода и изпускането на замърсени води ще бъдат минимизирани чрез използване на затворена циркулационна водна система, а димните газове ще се изпускат през водна завеса с вода от охлаждателни кули.

Твърдите отпадъци, съставени предимно от уловения прах, пепел и шлак, ще бъдат извозвани чрез жп вагони или автомобили до новопостроеното депо при село Трояново. Това хранилище за отпадъци ще съответства на европейските и националните изисквания за опазване на околната среда. В него ще се натрупва също отпадъчния гипс, образуван при мокрото улавяне на серните окиси от изходящите газове.

Централата ще използва съществуващата площадка и жп възможности за докарване на въглищата и извозване на отпадъците, което е било ограничител за проектния размер на централата. Горивото и варовикът ще се доставят от близки мини и кариери.

Допълнително ще бъдат построени еднокилометрова жп линия и два електропровода за свързване на блоковете с електропреносната мрежа. Тяхното строителство се извършва от други организации. Влиянието им върху околната среда не е значително.

При експлоатацията на централата AES-3C „Maritza Iztok 1“ ще внедри система за управление на околна среда ISO 14001.

Изброените мерки ще осигурят предотвратяване или минимизиране на влиянието на централата върху персонала, населението и околната среда.

Б) ТЕЦ „Марица-изток 2“

ТЕЦ „Марица-изток 2“ (МИ-2) е най-голямата кондензационна топлоелектроцентрала в България, която е разположена на 60 км югоизточно от Стара Загора. Нейната обща инсталирана електрическа мощност бе 1450 МВт. Състои се от осем генериращи блока, първите четири от които имат по два котела и бяха с мощност от по 150 МВт, а останалите са с единична мощност от 210 МВт.

Централата получава източномаришки лигнитни въглища чрез вагони предимно от рудник „Трояново-север“. Въглищата се раздробяват, след което едновременно се подсушават и мелят на прах, която се пулверизира в два типа котли: правотокови, при блоковете 150 МВт, и барабанни, при блоковете 210 МВт.

ТЕЦ „Марица-изток 2“ е еднолично акционерно дружество, 100% от акциите на което се притежават от държавата. Сега те са прехвърлени в състава на Българския енергиен холдинг (БЕХ).

Пречистването на емисиите във въздуха беше ключов проблем за околната среда и здравето на населението в целия Старозагорски регион, тъй като доскоро централата нямаше съвременни пречиствателни съоръжения. Например проучванията за нивото на болестите в община Гълъбово са показали, че по брой на болести на дихателните пътища населението от общината е над средното ниво за страната.

За да запази своето изключително важно значение за електроенергийния пазар в страната, ТЕЦ „Марица-изток 2“ трябваше да модернизира всички остарели агрегати и да инсталира пречиствателни съоръжения. Затова през последните години централата проведе и продължава да реализира поредица от проекти.

Първият възстановителен проект за централата започна с модернизация на втория измежду четирите стари блока. От 150 МВт неговата инсталирана мощност достигна 165 МВт. Успоредно с него беше подготвен и реализиран проект за последователна модернизация на останалите три блока. Общата стойност на проекта бе 226 млн. евро, от които 191 млн. са осигурени от Японската банка за международно сътрудничество чрез държавно гарантиран заем, а останалите 35 млн. са чрез финансиране от Булбанк. В резултат инсталираната мощност на всеки от тях достигна 177 МВт. Едновременно с това бяха инсталирани сероочистващи инсталации на тези четири блока, както и на блокове 7 и 8 чрез прилагане на модерна варовиково-гипсова технология. От 2002 г. тези два енергоблока работят с първите в България сероочистващи инсталации.

Предстои реализация на проекта за рехабилитация и модернизация на блокове 5 и 6, чрез който мощността на всеки от тях ще се увеличи на 225 МВт. Те също ще бъдат обзаведени с инсталации за изчистване

на серните двуокиси от димните газове, тъй като в противен случай ще трябва да бъдат спрени. Стойността на проекта е 80.3 млн. евро, от които 36.1 млн. са осигурени като безвъзмездна помощ по програма ИСПА на ЕО, 34 млн. са заем от ЕБРР, а 10.1 млн. са собствени средства на ТЕЦ „Марица-изток 2“ (http://www.ebrd.com/Projects/Project_Summary_Documents). Проектът се реализира чрез петгодишен договор за задължително изкупуване на електроенергията от НЕК ЕАД. Проектът гарантира пречистване на серния двуокис над 94% (1200 мг/нм³), което означава намаляване на емисиите с около 285 000 тона/г. Сероочистващите инсталации използват мокра варовиково-гипсова технология. Само за работата на блокове 5 и 6 ежегодно ще са необходими около 300 000 тона варовик. Доставка до централата ще се извършва по жп линия от отдалечени от централата добивни кариери, въпреки това се счита, че това няма да създаде допълнителни природоопазващи проблеми.

Проектът е оценен на ниво В/1. Счита се, че предвиденото за пети и шести блок очистване на димните газове от 94% ще може да компенсира ограниченото до 90% очистване, постигано при седми и осми блок, доколкото Директива 2001/80/ЕС изисква пречистване от 92%.

Количеството на отпадъчния гипс, който се получава след очистването на димните газове на всеки блок, ще бъде около 45 тона/час (общо около 540 000 тона/г. за двата блока 5 и 6).

В съответствие с изискванията на европейските директиви и българското законодателство има четири възможности за третиране на течните гипсови продукти, получавани след прекарването на димните газове през воден разтвор на гасена вар:

- (1) Продажба и употреба на търговски вид гипс, произведен чрез вторично подсушаване;
- (2) Депониране на гипса след вторично подсушаване;
- (3) Окончателно депониране на прахо-гипсовата каша;
- (4) Отцеждане и употреба на прахо-гипсовата каша в смес с изкопни земни маси.

Първата търговска възможност ще бъде предпочитана, но изцяло зависи от търсенето на гипс на пазара. За съжаление засега, а вероятно и в близкото бъдеще, почти няма кандидати за изкупуване на гипс, въпреки че има съобщения за възможен интерес в размер до около 300 000 тона/г.

Втора по предпочитане е четвъртата възможност за употреба при подобряване на повърхностния слой почви при запълването, рекултивирането и залесяването на изкопите от иззетите въглища.

Емисиите на прах ще бъдат намалени до 50 мг/нм³, с около 50% спрямо съществуващите. Идентифицират се източниците на прах, които още не са включени в предпазни мерки (неконцентрирани/разпръснати

източници: всички механични строителни дейности, ремонтни и поддържащи дейности, необработени открити площи, непокрита пътища, остарели дизелови машини, автобусни и автомобилни паркинги и др.). Реализира се уникален проект за тръбен гуменолентов транспортър на пепелина с обща дължина 9 км. Избират се подходящи мерки, например покриване на разтоварището за варовик и оросяване повърхността на сгуроотвала. Изследва се използването на азбест в централата, за да се приложат необходимите защитни мерки.

МИ-2 експлоатира водна система, която няма да претърпи съществени изменения. Пречистваните и дренажните води от сгуроотвала на централата се връщат за повторно използване при извозването на пепелта. Охлажданата в кулите вода се използва в сероочистващите инсталации, след което се изпуска в сгуроотвала.

Подобрява се съществуващата програма за периодичен надзор за качеството на въздуха, в това число за прахови частици (PM10). Разширяват се периодичните изследвания върху качеството на повърхностните и подземните води.

През 2007 г. централата получи одобрение от международния фонд „Козлодуй“ за безвъзмездна помощ в размер на 19.5 млн. евро. Сумата е предназначена за осъществяването на два проекта: изграждане на инсталация за обезводняване на гипс и рехабилитация на циркуляционна помпена станция.

Междувременно ТЕЦ „Марица-изток 2“ извършва също модернизация на блок 7. Обновяването на блок 7 се състои в подмяна на ротор ниско налягане и интервенция на ротор високо и ротор средно налягане. Това ще увеличи мощността на турбината от 215 на 225 МВт. Предвижда се през 2010 г. такава реконструкция да бъде извършена и на блок 8. Модернизацията на тези съоръжения ще бъде финансирана изцяло със средства на централата.

В) ТЕЦ „Марица-изток 3“

ТЕЦ „Марица-изток 3“ е разположена в близост до с. Медникарово. Централата получава източномаришки лигнитни въглища по транспортни ленти предимно от рудник „Трояново 3“. Въглищата се раздробяват, след което едновременно се подсушават и мелят на прах, който се пулверизира и изгаря в барабанни котли.

Преди модернизацията централата се състоеше от 4 кондензационни блока: котел–турбогенератор–трансформатор, всеки с мощност по 210 МВт. Общата инсталирана мощност на централата бе 840 МВт. Четирите блока са въведени последователно в експлоатация на 25 май 1978 г., 8 април 1979 г., 1 април 1980 г. и 29 ноември 1981 г.

Четирите котела (парогенератора) са тип EP 670-140(P-62), производство на „Завод имени Орджоникидзе“ – ЗИО (бивш СССР), с номинална производителност от 670 т/ч и налягане на свежата пара 14 МПа при температура на свежата пара 540 °С.

Инсталираните турбини бяха тип К-200-130-3, производство на ЛМЗ „Санкт Петербург“ (Русия) с номинална мощност по 210 МВт, налягане на първична пара 13 МПа, налягане на вторично прегрята пара 25 МПа, температура на първична и вторично прегрята пара 535 °С.

Синхронните генератори са тип ТВВ 200-2А, производство на „Електросила“ – Санкт Петербург (Русия), с активна мощност по 210 МВт, $\cos \phi = 0.85$ и генераторно напрежение – 15.75 кВ.

През юли 1999 г. бе създадено смесено дружество между Националната електрическа компания (НЕК) и американската компания „Entergy Power Development Corporation“ (EPDC). Собствеността между НЕК и EPDC в новото дружество е разпределена в съотношение 27% към 73%. Съгласно акт за замяна на задълженията от 4 януари 2002 EPDC прехвърля акциите си на Entergy Power Holdings Maritza BV, компания, регистрирана в Холандия. От своя страна холдингът Maritza East III Holding BV е 60% собственост на Енел и 40% на Entergy.

В края на март 2003 г. започна проектът за рехабилитация и модернизация на ТЕЦ „Марица-изток 3“. Основните цели на проекта са: удължаване живота на централата поне с още 15 години; увеличаване производствената мощност на централата с 60 МВт; повишаване надеждността на работа на агрегатите; изграждане на две сероочистващи инсталации; подобряване параметрите на околната среда, с което ще се изпълнят изискванията на Европейския съюз и на Протокола от Киото.

Модернизацията и рехабилитацията обхващат подобрения в прахоприготвящите инсталации и горивните уредби на котлите, подобрения в пароподаването към турбината, подмяната на цилиндър ниско налягане, кондензатора и системата за собствени нужди, подобрения в електро-статичните филтри и прахоуловителната система, подобрения във водоснабдителната и пречиствателната система, подобрения в строителните конструкции и електротехническото оборудване.

Основна роля в проекта има изграждането на два комплекта сероочистващи инсталации (по един за всеки два енергийни блока), прилагани мокра варовиково-гипсова технология.

Общата стойност на проекта възлиза на около 600 млн. евро, 348 млн. от които е осигуреното проектно финансиране от Европейската банка за възстановяване и развитие, международни финансови институции и български банки, а 100 млн. евро са инвестирани в изграждането на две сероочистващи инсталации – по една за два блока.

Регистрирано е ново название на централата – Експлоатационна компания „Марица-изток 3“.

Проектът за модернизация на ТЕЦ „Марица-изток 3“ и проектът за ТЕЦ „Марица-изток 1“ са първите, които се основават на дългосрочно споразумение с НЕК ЕАД за изкупуване на електроенергията. Тези два договора са изключенията, приети при либерализацията на електроенергийния пазар в страната, която се основава на краткосрочни договори за изкупуване на електроенергия в съответствие с европейската директива.

Първоначално проектът е оценен В/1, но заради удължаването на живота на централата по-късно е преоценен в А/1 и е извършена оценка за въздействието върху околната среда, както и ревизия от страна на ЕБВР.

От есента на 2003 г. започнаха рехабилитацията и модернизацията на първия блок със станционен номер втори. Главен изпълнител на работите бе консорциум от германските компании DSD Dillinger Stahlbau GmbH и RWE Industrie-Lösungen GmbH. До началото на 2006 г., след много неуспехи и забавяния, този блок бе модернизирани и рехабилитирани. През първото тримесечие на 2006 г. завършват преговорите и процесът за изкупуване на дяловете на „Ентърджи“ от „Енел“ в проекта „Марица-изток 3“. Рехабилитацията на останалите блокове е поверена на нов консорциум, състоящ се от „Енел“ и RWE. Работите по останалите три блока се ускоряват. В началото на 2009 г. приключи успешното модернизиране и на последния, четвърти блок. Инсталираната мощност на всеки блок нарасна от 210 на 227 МВт.

Чистотата на въздуха и по-специално емисиите на прах и серен двуокис (SO_2) са двата най-значими проблема, които проектът решава, тъй като имат значително влияние върху околната среда и здравето на населението. Лошото качество на източномаришките въглища затрудняваше проектните разработки, но инсталирането на двете сероочистващи инсталации и на електростатичните прахоуловители с най-съвременни технологии заедно с водопречиствателните уредби и подобреното депониране на твърдите отпадъци осигуряват постигане на изискванията на европейското и българското законодателство по опазване на околната среда и здравето на населението.

ТЕЦ „Енел Марица-изток 3“ се стреми да извлече полза от отпадъчния продукт, получаван след пречистването на серните окиси (гипс). Компанията инвестира допълнителни средства в изграждане на завод за обезводняване на гипса, който го превръща в подходяща суровина за строителството.

Г) ТЕЦ „Марица 3“ АД

ТЕЦ „Марица 3“ е една от най-старите функциониращи топлоелектрически централи в България, първите мощности на която са пуснати в експлоатация на 4 ноември 1951 г. Централата е разположена в източната промишлена зона на Димитровград. До 2004 г. е държавна собственост, а сега е частно акционерно дружество.

Първоначално е изградена и въведена в експлоатация топлофикационна част с 3 котела ТП 170 и 2 турбини ВПТ 25-3 за пароснабдяване и електрозахранване на съседния химически комбинат, които са били бракувани и демонтирани през 1999 г.

През 1971 г. е извършено разширение на централата с кондензационен енергиен блок 120 МВт, полско производство, а през 1989 г. е изградена промишлена парокотелна инсталация с 3 котела ПКМ-12 на гориво природен газ.

Сега блок 120 МВт е единствената електропроизводствена мощност в централата. Остатъчният ресурс на метала и състоянието на спомагателните стопанства, обследвани през 2002 г., осигуряват експлоатация на блока до 160 000 работни часа, след което ще се извърши ново обследване на съоръженията. Към началото на 2009 г. работните часове на блока са 139 633.

Лигнитните въглища от Мини „Маришки басейн“ (Марбас) са били дългогодишно гориво за централата. Поради затруднен добив, влошено качество и висока себестойност на горивото от Марбас през 2000 г. котелът е реконструиран за изгаряне на въглища от „Мини Марица-изток“.

Въглищата се доставят със саморазтоварващи се жп вагони на покрито разтоварище с вместимост 1200 м³. Съществуващият открит склад за въглища е с вместимост 300 000 м³, разположени на 6 фигури. От разтоварището чрез система от гуменолентови транспортъори въглищата преминават през дробилки за едро дробено до бункери за сурови въглища. След тях горивото постъпва в мелещите вентилатори, където се смилва до едрина на горивните частици $R_{90} = 50\%$. По тракта на подаване и смилане въглищата се подсушават чрез горещи газове, засмукани от пещна камера. Котелът е оборудван с шест прахопригответящи системи затворен тип с директно вдухване на горивната смес в пещна камера.

За разпалване на блок 120 МВт и стабилизация на горивния процес в аварийни ситуации и при нарушен режим до 2004 г. се ползва мазут (котелно гориво), който се получава в жп цистерни. През 2004 г. котелът на блок 120 МВт е оборудван с нова пускова газо-мазутна уредба, след което за разпалване и стабилизация на горивния процес се използва природен газ.

От 1989 г. в централата се експлоатира парокотелна инсталация с 3 котела ПКМ-12 на гориво първоначално мазут, а впоследствие на природен газ, която осигурява топлоенергия за собствени нужди при раз-

палване на енергийния блок и за покриване на топлинните товари на съседни промишлени предприятия и фирми.

През 1991 г. е инсталиран газорегулиращ пункт 0.6/0.2 МПа, свързващ централата с автоматичната газоразпределителна станция (АГРС) на „Булгаргаз“ с пропускателна способност 30 000 н. куб.м/час. Този капацитет е достатъчен за газоснабдяване на бъдещ нов паро-газов модул като алтернатива на бракуваната топлофикационна част или за топлофициране на града, което би имало и значителен екологичен ефект.

Водоснабдяването на ТЕЦ „Марица 3“ е реализирано чрез тръбни сондажни кладенци, две помпени станции (ПС „Ябълково“ и ПС „Марица“) и една брегова помпена станция, допълваща цикъла на хидроизвоза на пепелината. В централата е осъществен затворен цикъл на промишлените води, поради което не се изхвърлят отпадни промишлени води. Мониторингът на качеството на подземните води в района на централата показва, че няма замърсявания с вредни вещества.

Изходящите газове на парогенератора на блока 120 МВт постъпват в монтираните 2 електрофилтъра, производство на ELWO – Полша. Филтрите са двусекционни, тристепенни с ефективност на обезпрашаване 99.2%.

Уловената пепел и отделената сгурия се транспортират чрез хидроизвоз до утаечни езера – сгуроотвали.

Централата има лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия от 2001 г., лицензия за търговия с електрическа енергия от 2006 г. и комплексно разрешително за експлоатация на действаща инсталация и съоръжения от 2007 г.

Резултатите от емисионния контрол на атмосферния въздух в Димитровград показват, че след извеждането от експлоатация на топлофикационната част централата не нарушава пределно допустимите норми за концентрации на вредни вещества. За намаляване емисиите на серен двуокис се разработва проект за сероочистваща инсталация.

Д) ТЕЦ „БОБОВ ДОЛ“ АД

ТЕЦ „БОБОВ ДОЛ“ АД със седалище и адрес на управление с. Големо село, община Бобов дол, област Кюстендилска, предмет на дейност: производство на електрическа и топлинна енергия, пренос и разпределение на топлинна енергия, строителна и ремонтна дейност в електроенергетиката и топлоенергетиката, инвестиционна дейност, придобиване и разпореждане с авторски права, права върху изобретения, търговски марки и промишлени образци, ноу-хау и други обекти на интелектуална собственост, както и всяка друга дейност, незабранена със закон или друг нормативен акт.

„КОНСОРЦИУМ ЕНЕРГИЯ МК“ АД със седалище на управление град София, община Столична, район Връбница, жк Индустриална зона, е собственик на 100% от централата, капиталът на която е разпределен в 251 400 акции.

Общата инсталирана мощност на централата е 630 МВт. Трите блока с единична мощност по 210 МВт са въведени последователно в експлоатация на 13.12.1973 г., на 2.10.1974 г. и на 18.02.1975 г.

Трите парогенератора са тип ОВ 650-040, производство на RAFAKO SA – Poland с номинална производителност 650 т/ч и налягане на свежата пара 13.8 МПа при температура на свежата пара 540 °С.

Инсталираните турбини са тип К-200-130-6, производство на ЛМЗ „Санкт Петербург“ (Русия) с номинална мощност по 210 МВт, налягане на първична пара 13 МПа, налягане на вторично прегрята пара 24.8 МПа, температура на първична и вторично прегрята пара 535 °С.

Синхронните генератори са тип ТВВ 200-2А, производство на „Електросила“ Санкт Петербург (Русия) с активна мощност по 210 МВт, $\cos \varphi = 0.85$ и генераторно напрежение 15.75 кВ.

ТЕЦ „Бобов дол“ ЕАД има издадена лицензия за дейност „Производство на електрическа и топлинна енергия“ с № Л – 094 от 21.02.2001 г. Централата произвежда и топлинна енергия, но тя се ползва почти изключително за собствени нужди, а само 0,13% от топлинната енергия се ползва от „Енергоремонт Бобов дол“ АД.

Проектната горивна база на ТЕЦ „Бобов дол“ беше кафяви каменни въглища от мини „Бобов дол“ с долна допустима стойност на калоричността 2400 ккал/кг. Производителността на проектните мини вече не е достатъчна и сега в централата се изгарят въглища от различни минни басейни в страната, които са с различни показатели за пепел, влага, сяра и калоричност. Основните допълнителни количества са лигнитни въглища от Софийския минен басейн, а също от мини „Перник“ и „Пирин“, които са с различни физико-химични качества. Калоричността им се изменя от 1600 до 2600 ккал /кг, пепелното им съдържание – до 60% и влагата от 14 до 55%. Поради ниската средна калоричност (2300–2400 ккал/кг) максималната работна мощност на агрегатите остава около 190 МВт.

Въглищата в ТЕЦ „Бобов дол“ се доставят със саморазтоварващи се железопътни вагони на покрито разтоварище в 35 подземни бункера с обща вместимост 2 400 м³. Съществуващият открит склад за въглища е с вместимост за депониране около 300 000 м³ с минимални възможности за смесване, тъй като е съоръжен само с едно комплексно роторно съоръжение (КРС). То служи за подаване на гориво към котелните бункери или за преместване на въглищата от разтоварището и насипването им на

фигура, която се трамбова и оформя с булдозери. Възможно е паралелно подаване от покрито разтоварище и от открития склад.

Всеки енергиен блок е съоръжен с електростатичен тристепенен филтър тип 1К – 380/78/750/ОР с КПД 99.5%. Централата не разполага с други съоръжения за пречистване на вредни вещества, отделяни при изгарянето на горивото и емитирани в атмосферата.

При изгарянето на въглищата се получават отпадъчни продукти шлака и пепел. Уловените твърди отпадъци се транспортират с пневмосистема до силос, а оттам през овлажняващ шнек и гумени транспортни ленти – до сгуроотвала. Проектният сгуроотвал „Сухото дърво“ вече е запълнен. На него са извършени запечатване и рекултивация на повърхностния слой. Лентовите транспортъри са закрити и по този начин не са източник на вторично прахоотделяне. От август 1998 г. пепелта се депонира на новоизградения сгуроотвал „Каменик“, където ще се отлагат сгуропепелите от централата през следващите 30–40 години.

ТЕЦ „Бобов дол“ има изградена собствена мониторингова структура по опазване на околната среда по отношение на атмосферния въздух, но ползва и услугите на външни организации за контрол на мониторинга за газовите емисии.

Централата използва два независими източника за техническо водоснабдяване: река Джерман и язовир „Дяково“. Създадени са възможности чрез помпена станция за избистрени води от сгуроотвала да се попълват загубите на вода при хидросгуроизвоза. Отпадъчните води от дъждовна канализация и битово-фекални води се отвеждат в сгуроотвал „Черното езеро“. Съгласно комплексното разрешително за работа на централата част от тези води с допустим годишен лимит за количества и технически параметри се отвеждат и към река Разметаница.

Централата извършва собствен мониторинг на техническите и отпадните води. Тя има утвърдена програма за събиране, транспортиране, съхранение и обезвреждане на промишлените отпадъци.

ТЕЦ „Бобов дол“ работи по утвърдена програма за ограничаване отрицателното въздействие на централата върху околната среда.

2.1.2. Описание на електроцентралите, изгарящи черни въглища

Инсталираните мощности на кондензационните електроцентрали на черни въглища в България са общо 1460 МВт. Те са съсредоточени в ТЕЦ „Варна“ (6 блока по 210 МВт) и в ТЕЦ „Русе-изток“ (2 блока по 110 МВт).

Инсталираните мощности на комбинираните електроцентрали (за топло- и електроенергия) на черни въглища са 500 МВт и са съсредоточени в ТЕЦ „Русе-изток“, ТЕЦ „Девен“ АД, ТЕЦ „Свилоза“ АД и ТЕЦ „Видахим“ АД.

А) ТЕЦ „Варна“ ЕАД е втората по големина топлоелектрическа централа в България и на Балканския полуостров. Тя е разположена на северния бряг на свързаното с Черно море Варненско езеро, на 12 километра от град Варна. В непосредствена близост до производствените халета се намира изграденото пристанище за въглища, което има три корабни места: две за кораби с товароносимост до 12 хил. тона, а третото – за кораби до 55 хил. тона. Централата е кондензационна с обща инсталирана мощност 1260 МВт – шест моноблока по 210 МВт. Първите три котела са тип ТП-100 А, а следващите – ТПЕ-212. Произведени са в Таганрогския котлостроителен завод (Русия). Първите три турбини са тип К-210-130-1, а следващите са К-210-130-3. Произведени са в Ленинградския метален завод (Русия). Всички генератори са тип ТВВ-200-2А. Произведени са в завод „Електросила“ – Санкт Петербург (Русия).

Б) ТЕЦ „Русе-изток“ е предназначена за кондензационно и комбинирано производство на електроенергия и топлоенергия чрез два 110 МВт кондензационни блока, 5 котела с производителност по 220 тона пара на час на общ колектор, две паротурбинни турбини с номинална мощност по 30 МВт и две паротурбинни турбини с номинална мощност по 60 МВт.

В) ТЕЦ „Девен“ е заводска електроцентрала за комбинирано производство на топло- и електроенергия към „Девен Солвей соди“ АД. Има инсталирани два паротурбинни и пет противоналегателни турбогенератора с обща мощност 116 МВт, четири въглищни котела на общ колектор 100 вата, 540 °С, с обща мощност 920 т/ч и два газови котела, които играят резервираща роля. Забележителното е, че като резултат от програмата на централата за изпълнение изискванията на Директива 2001/80/ЕО, касаеща големите горивни инсталации, са демонтирани един въглищен и три газови остарели котела и на тяхно място е съоръжен нов котел с изгаряне на въглища в кипящ слой с мощност от 400 т/ч, произведен и доставен от Foster Wheeler, който е първият енергиен котел от този тип, изграждан в България.

Г) ТЕЦ „Свилоза“ АД е самостоятелна електроцентрала за комбинирано производство на топло- и електроенергия, разположена на площадката на бившия химически комбинат „Свилоза“. Има инсталирани 3 котела тип ТП 147 Е 220-100 на общ колектор и две паротурбинни турбини с номинална мощност по 60 МВт. Има планове за изграждане на нова 50-мегаватова мощност.

Д) ТЕЦ „Видахим“ АД е централа с комбинирано производство на топло- и електроенергия, разположена на територията на бившия химически комбинат. Има инсталирани три парогенератора тип ТП 147 Е 220-100 Ж на общ колектор и две паротурбинни турбини с номинална мощност по 30 МВт.

Всички тези електроцентрали са проектирани за въглища от Донецкия минен басейн. Поради неговото изчерпване и настъпилите изменения на световния въглищен пазар сега централите доставят въглища от различни доставчици, които след подсушаване и смилане се пулверизират в барабанни котли. За разлика от лигнитните централи при централите на черни въглища има два вида бункери – за сурови въглища и за въглищен прах, което оскъпява котелните стопанства, но подобрява експлоатационната надеждност.

Агрегатите на всички електроцентрали са инсталирани преди 1990 г. и се нуждаят от модернизация и/или обновяване, което за ТЕЦ „Девен“ вече е реализирано.

Изброените електроцентрали на черни и кафяви въглища са продадени от българското правителство на други собственици. ТЕЦ „Варна“ ЕАД е 100% собственост на ЧЕЗ а.с.; ТЕЦ „Русе-изток“ е 51% собственост на Holding Slovenske elektrarne d.o.o., а 49% – на Mechel International Holdings AG, Швейцария („Мечел“ е една от водещите руски компании за въгледобив, металургия, феросплави и енергия); ТЕЦ „Девен“ е собственост на „Девен Солвей соди“ АД – дъщерно дружество на Solvay Sody. Новите собственици следват своя политика за развитие, която невинаги съвпада с държавната. Например според приетата от Министерския съвет с Решение №216/04.04.2003 г. Програма за прилагане на Директива 2001/80/ЕО, касаеща големите горивни инсталации, ТЕЦ „Варна“ следва да модернизира последователно всички блокове, започвайки с блок 1, през 2010 г. Вместо това новият собственик предлага последователно ежегодно извеждане на първите три блока и изграждане на газов блок 800 МВт. Проектът за него все още е във фаза на подготовка, като през октомври 2009 г. предстои финалното му одобрение от управителния борд на ЧЕЗ. Ако бъде одобрен, изграждането на новия блок може да започне през 2011 г. и се очаква да бъде завършено през 2014 г. Възниква въпрос: защо в Националната програма не са предвидени отлагателни преходни периоди, така както директивата позволява, и не е ли редно тази грешка да бъде поправена?

В съответствие с раздел 2.2.5. от първа част за целите на оценките в тази част сме приели постепенна рехабилитация и/или обновяване на съществуващите мощности, което да осигури приблизителна еднаквост на наличните мощности с възможност за производство на досегашните ежегодни количества електроенергия през целия период до 2030 г. Не се предвиждат нови мощности, основани на черни и кафяви въглища.

2.1.3. Описание на газовите електроцентрали и доставките на природен газ

Основните потребители на природен газ са комбинираните топло- и електроцентрали, построени за централизирано топлоснабдяване на София, Пловдив, Варна, Бургас, Плевен, Шумен, Казанлък, както и отоплителните централи в София, Враца и др. Съществуват и няколко заводски/индустриални комбинирани топло- и електроцентрали.

Общата инсталирана мощност на всички комбинирани газови електроцентрали възлиза на 907 МВт, които произвеждат средно годишно около 2350 ГВтч. Повечето от тях са с остарели технологични схеми, използващи само парни турбини с извличане на пара или противоналегателни. През 2003 г. започна развитието и на модерни комбинирани централи с газови и парни турбини (ССGT) като ТФЕЦ „Варна“, ТФЕЦ „Бургас“, заводска топлоелектроцентрала „Биовет“ край град Пещера и други.

Потреблението на природен газ в България е почти изцяло зависимо от вноса. Например през 2006 г. добивът на природен газ е бил около 519 млн. м³, а вносът – 3249 млн. м³ при консумация в страната 3668 млн. м³.

Чрез „Булгаргаз“ българската страна има подписан дългосрочен договор за доставка на природен газ от „Газпром“ (Русия), който изтича през 2010 г. През октомври 2003 г. е подписано допълнение и изменение, което удължава действието на този договор. Условието на този договор са много неясни и предизвикват остри полемики.

Освен това България бе въвличена в нова спирала от геополитически борби, реализирани чрез енергиен инструментариум, и на 7 януари 2009 г. Русия спря доставките на природен газ за Украйна, а тя от своя страна – за всички европейски страни. За България това означаваше пълно прекратяване притока на газ. Единственото газохранилище в страната (Чирен) бе използвано по предназначението си като държавен резерв за осигуряване намалената мощност на топлофикационните централи. Голяма част от тях бяха принудени да преминат на течни горива. Всички останали потребители на природен газ, с изключение на отделни фурни, преустановиха своята дейност. Индустрията на страната бе блокирана. Заедно със започналата финансова криза това въвличе страната в поредното разоряване. Едва след него започнаха реални политически действия за търсене на алтернативни доставчици на природен газ и участие на България в проекти за алтернативни газопроводи.

Табл. 2.2. Инсталирана мощност и работни показатели на съществуващите групи електроцентрали през 2007 г.

Електроцентрали	Инст. мощност	Гориво	Използване-мост	Производство бруто	Разход на гориво	Годишно количество емисии										
						Ккал/кг	Ккал/м³	ГВтч	Т н.е.	SO ₂	CO ₂	NOx	PM 2.5	PM едри	NH ₃	NM VOC
Кондензни на черни въглища	1 370	5 717	2 292	3 140	1 151 493	31 099	3 571 264	12	232							
Комбиниран на черни въглища	488	5 883	2 852	1 392	476 029	34 120	1 504 904	4	83							
Кондензни на лигнити	3 040	1 621	3 995	12 144	4 781 405	590 663	16 207 534	79	882							
Комбиниран на лигнити	335	1 814	5 967	1 999	866 892	102 477	2 397 495	4 110	248							
Газови комбинирани	907	7 385	2 595	2 354	639 478	23 357	1 609 444	5	7							
Общо	6 140			21 029	7 915 296		25 290 642	125	1 452							25 000
Средно претеглено		3 178	3 425													

Табл. 2.3. Инсталирана мощност и работни показатели на групите електроцентрали от прероръчителния сценарий през 2010 г.

Електроцентрали	Инст. мощност	Гориво	Използване-мост	Производство бруто	Разход на гориво	Годишно количество емисии										
						Ккал/кг	Ккал/м³	ГВтч	Т н.е.	SO ₂	CO ₂	NOx	PM 2.5	PM едри	NH ₃	NM VOC
Кондензни на черни въглища	1 160	5 717	2 714	3 148	1 154 280	31 219	3 581 048	12	200							
Комбиниран на черни въглища	470	5 901	4 277	2 010	888 098	39 193	2 346 340	7	108							
Кондензни на лигнити	3 674	1 567	3 638	13 366	6 004 406	130 956	17 803 223	82	717							
Комбиниран на лигнити	255	1 639	4 892	1 248	530 730	61 100	1 415 850	15	172							
Газови комбинирани	761	7 604	3 557	2 707	776 750	26 632	1 604 479	2	0							
Общо	6 320			24 878	9 354 264		26 750 940	117	1 198							29 600
Средно претеглено		3 267	3 936													

Табл. 2.4. Инсталирана мощност и работни показатели на групите електроцентрали от прероръчителния сценарий през 2015 г.

Електроцентрали	Инст. мощност	Гориво	Използване-мост	Производство бруто	Разход на гориво	Годишно количество емисии										
						Ккал/кг	Ккал/м³	ГВтч	Т н.е.	SO ₂	CO ₂	NOx	PM 2.5	PM едри	NH ₃	NM VOC
Кондензни на черни въглища	1 270	5 729	2 903	3 687	1 353 666	34 705	4 151 310	14	238							
Комбиниран на черни въглища	350	5 839	3 729	1 305	417 285	35 077	1 425 820	4	62							
Кондензни на лигнити	3 554	1 555	4 572	13 366	6 303 336	128 467	21 609 744	92	777							
Комбиниран на лигнити	255	1 639	4 892	1 248	530 730	61 100	1 415 850	15	172							
Газови комбинирани	861	7 640	3 557	3 080	832 731	28 904	1 673 285	2	0							
Общо	6 290			25 569	9 437 748		30 276 009	126	1 249							30 397
Средно претеглено		3 112	4 065													

Табл. 2.5. Инсталирана мощност и работни показатели на групите електроцентрали от прероръчителния сценарий през 2020 г.

Електроцентрали	Инст. мощност	Гориво	Използване-мост	Производство бруто	Разход на гориво	Годишно количество емисии										
						Ккал/кг	Ккал/м³	ГВтч	Т н.е.	SO ₂	CO ₂	NOx	PM 2.5	PM едри	NH ₃	NM VOC
Кондензни на черни въглища	1 270	5 729	2 903	3 658	975 948	24 940	2 990 892	10	171							
Комбиниран на черни въглища	350	5 833	2 957	1 035	334 035	25 399	1 150 820	3	52							
Кондензни на лигнити	3 554	1 542	4 572	16 250	6 287 836	117 313	21 584 944	91	765							
Комбиниран на лигнити	55	2 200	4 500	248	125 730	11 600	509 850	4	33							
Газови комбинирани	981	7 490	3 662	3 593	1 034 598	34 076	1 940 081	3	0							
Общо	6 210			23 763	8 758 147		28 176 586	111	1 021							28 274
Средно претеглено		3 102	3 830													

Табл. 2.6. Инсталирана мощност и работни показатели на групите електроцентрали от препоръчителния сценарий през 2030 г.

Електроцентрали	Инст. мощност МВт	Гориво		Използване-мост часа	Производство бруто ГВтч	Разход на гориво т.н.е.	Годишно количество емисии						
		Ккал/кг	Ккал/м³				SO ₂	CO ₂	Nox	PM 2.5	PM едри	NH ₃	NM VOC
Кондензни на черни въглища	840	5 700	5 700	1 881	1 580	578 280	16 795	1 823 320	8 137	6	99		
Комбиниран на черни въглища	290	5 850	5 850	3 569	1 035	312 975	29 995	1 044 620	10 842	3	48		
Кондензни на лигнити	3 389	1 544	1 544	4 537	15 375	5 950 279	112 940	20 429 729	27 376	86	726		
Комбиниран на лигнити	55	2 200	2 200	4 500	248	125 730	11 600	509 850	688	4	33		
Газови комбинирани	1 011	7 463	7 463	3 717	3 758	1 096 053	35 784	2 036 621	13 747	3	0		
Общо	5585				21 995	8 063 317	207 115	25 844 140	60 790	102	906	26 149	156 892
Средно претеглено		3 064	3 064	3 938									

Глава трета
**Остойностяване на обществените разходи
на произвежданата
от органични горива електроенергия**

Подходът за остойностяване на обществените (общите, социалните) разходи при производството на електроенергия от органични горива е основан на методиката, използвана в проекта CASES, която за случая на България ние илюстрираме в тази книга. Прилагат се две групи разходи: i) явни/частни (private), частични, привнесени, вътрешни и ii) външни/странични (external), породени, принадлежни, неявни разходи.

Явните разходи се пораждат пряко при производителите на електроенергия. Те включват трите основни съставляващи: разходи за земята, разходи за труда (работната сила) и разходи за съоръженията и суровините. Инфраструктурните разходи (за пътища, присъединителни електропроводи и уредби, водоснабдяване, комуникации и други подобни) също се включват в явните разходи.

Част от явните разходи се считат за независими от произведената продукция и са относително постоянни: капиталови, работни заплати и други подобни, докато променливите за основно и спомагателно гориво, за поддръжка и обновяване и пр. са функция от производството.

Явните разходи се калкулират и служат за сформирание на себестойността на електроенергията. Те се възстановяват на производителите от потребителите чрез цената на електроенергията.

Външните разходи се пораждат при други, външни лица/субекти, но са следствие от дейността на производителите на електроенергия. По дефиниция те не се включват в разходите на производителите и се поемат от други потърпевши.

Външните разходи включват неблагоприятните въздействия върху здравето на населението, живеещо в близост до електроенергийните обекти, намалената реколта от земеделието, загубите от влошено биоразнообразие, както и загубите върху строителните материали и съоръжения в резултат от емисиите във въздуха, замърсяването на околната среда чрез изпусканите технологични води и твърди отпадъци (предимно пепел и шлака).

Обществените разходи са сума от явните и външните разходи.

При проекта CASES остойностяването и сравняването на обществените разходи се извършват чрез средните, изравнени за целия жизнен период себестойности за електроенергия при електроцентралите (Average Lifetime Levelised Generating Costs – ALLGC). Това означава частното между сумата на всички разходи за електроенергията и сумата на про-

изведената електроенергия за всичките години на съществуване на електроцентралата. За изтеклия период от живота на всяка централа тези две величини са статистически, докато за предстоящия те са прогнозни.

Правната рамка, която регламентира ценообразуването при производството на електроенергия в България, е съсредоточена предимно в Закона за енергетиката, който е по-специализиран от Търговския закон и Закона за задълженията и договорите. Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия е подзаконов акт на Министерския съвет, който регламентира методите за регулиране на цените на електрическата енергия, правилата за тяхното образуване или определяне и изменение, реда за предоставяне на информация относно цените. Правилата за търговия с електроенергия са подзаконов акт на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР), който допълва правните норми, касаещи цените на електроенергията.

Споменатата правна уредба бе многократно актуализирана през последните години и сега съществува формална свобода за формиране на цените в електроенергийния сектор. Предмет на регулиране остават цените:

- в дългосрочните договори, по които Националната електрическа компания (НЕК) изкупува електроенергията от ТЕЦ „Марица-изток 1“, ТЕЦ „Марица-изток 2“ и ТЕЦ „Енел Марица-изток 3“;
- по които НЕК или разпределителните предприятия изкупуват електроенергия от възобновяеми източници;
- по които НЕК или разпределителните предприятия изкупуват електроенергията, произведена комбинирано с продадената топлоенергия;
- за квотите между производителите и крайните снабдители и/или обществения доставчик;
- по които общественият доставчик продава електроенергия на крайните снабдители;
- по които крайните снабдители продават електрическа енергия на битови потребители и предприятия с по-малко от 50 души нает персонал и с годишен оборот до 19.5 млн. лв.;
- по които се купува/продава електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните загуби по преноса, съответно по разпределението;
- за пренос на електрическа енергия през съответните електропреносна
- и/или електроразпределителни мрежи;
- за присъединяване към електропреносната и/или електроразпределителните мрежи;
- за достъп до електропреносната и електроразпределителните мрежи.

В съществуващата ценова система за регулирано изкупуване на електроенергията от кондензационните електроцентрали се прилагат две съставляващи на цените. Прието е капиталовите разходи и разходите за експлоатация и поддръжка да формират така наречената „цена за разполагаема мощност“, докато разходите за гориво да доминират в така наречената „цена за енергия“. При нерегулираното изкупуване на електроенергия от кондензационните електроцентрали се прилагат една или две съставки на цените според договореното между страните. Спомагателните услуги също се търгуват на свободно договорени цени.

От комбинираните електроцентрали по регулирани/преференциални цени се изкупува само комбинирано произведената електроенергия, намалена със собствените нужди на производителя. Допълнително продаваната, поръчана или принудена кондензационна енергия е предмет на нерегулирано двустранно договаряне.

В тази книга приехме решенията на ДКЕВР относно цените за единствен официален източник при остойностяването на средните, изравнени за целия жизнен период себестойности за електроенергия при електроцентралите. В тези решения за всяка централа са залагани различни икономически показатели, но всичките са определяни на разходен принцип и затова ги приемаме за обективна основа. Съществуват обаче значими важни факти, които следва да се споменат и отчетат.

Преди всичко трябва да се има предвид останалата от 1996 г. анахронична практика регулаторните периоди да започват на 1 юли през текущата година и да завършват на 30 юни през следващата година. Противоречието с естественото начало на 1 януари и край на 31 декември за всички останали статистически, икономически и финансови периоди създава големи проблеми и трябва да бъде премахнато.

Определяните от ДКЕВР цени при производителите се отнасят за нетната електроенергия, вкарана от централите в електропреносната мрежа. Националната статистика обаче отчита произведената от генераторите брутна електроенергия. Ето защо е необходимо привеждане чрез размера на собствените нужди. Цените за разполагаема мощност също се отнасят за нетна разполагаемост и остойностяването също изисква привеждане. При това не се води статистика за собствените нужди на производителите и още по-малко се разграничават собствените нужди на електроцентралите от собствените индустриални нужди на производителя.

Освен цената за разполагаема мощност, използвана при производство на електроенергия, крайните потребители на електроенергия заплащат и цената за разполагаемост за студен резерв, както и тази за първичен, вторичен и третичен резерв. Това са резервните мощности, от които не е произведена електроенергия, за които се заплаща само мощ-

ността съставляваща. Към тях се добавят и разходите за предоставени спомагателни услуги.

Споменатото сложно формиране на явните разходи при произведената електроенергия показва, че за целите на уреждане и разплащане на фактическите задължения на потребителите, възникнали за изтекъл период, трябва да се прилагат точни подходи и алгоритми, основани на нормативните изисквания на правилата за ценообразуване и за счетоводство. Тъй като правилата се изменят непрекъснато, тези алгоритми не са пригодни за целите на прогнозни сравнения. Поради това остойността на средните, изравнени за целия жизнен период себестойности за брутно произведената електроенергия при електроцентралите в проекта CASES и в тази книга се извършва по алгоритми, съдържащи опростявания и допускания. В нашия случай например не се включват разходите за спомагателни услуги и се приема, че продадената по свободни цени чрез двустранни договори електроенергия възстановява явни разходи на производителя по регулираната цена на електроенергията от същата електроцентрала.

Определените въз основа на тези приемания стойности на явните разходи през 2007 г. за съществуващите електроцентрали са показани в таблица 3.1. Стойностите в таблицата са по-малки от действителните по счетоводни документи с 3 до 5% поради споменатите допускания. Остойността на явните разходи за 2010, 2015, 2020 и 2030 г. е описано в следващите раздели поотделно за капиталовите (условно постоянни) и променливите (горивни) разходи, а резултатите са показани в таблици 3.3.–3.7.

Табл. 3.1. Стойности на явни разходи за групите на съществуващите електроцентрали на органични горива през 2007 г.

Електроцентрали	Инсталирана мощност	Производство (бруто)	Цена за разп. мощност	Цена за ел. енергия	Обща цена за ел. енергия	Общи явни разходи
	МВт	ГВтч/год	евро/МВт*ч	евро/МВтч	евро/МВтч	евро
Кондензни на черни въглища	1 370	3 140	4.07	27.85	31.93	111 260 185
Комбиниран на черни въглища	488	1 392			46.70	57 351 102
Кондензни на лигнити	3040	12 144	12.84	22.74	35.58	426 161 328
Комбиниран на лигнити	335	1 999			55.39	95 084 399
Газови комбиниран	907	2 354			52.38	112 200 361
Общо	6140	21 029				802 057 375
Средно претеглено					43.15	

3.1. Остойността на явните разходи на произведената от органични горива електроенергия

3.1.1. Капиталова съставляваща в явните разходи при производството на електроенергия от органични горива

При производството на електроенергия от органични горива капиталовата съставляваща на себестойността има голям дял в явните разходи, защото включва разходите за земя, разходите за възстановяване стойността на придобитите основни и спомагателни агрегати, както и за възстановяване стойността на проектирането и изграждането на строителните и технологичните съоръжения и инсталации. Мястото на разходите за демонтаж и преместване на актива и възстановяване на площадката, на която са разположени електроцентралите, не е дефинирано в документите за цените на електроенергията у нас.

През първите години от политическите реформи след 1989 г. националните икономики на източноевропейските страни, и в частност българската, бяха дестабилизираны. От гледна точка на капиталовите разходи на електроцентралите най-влиятелно бе дестабилизирането на националните валути. Периодите с неконтролирана инфлация обезцениха материалните активи на дружествата, стойността на местните горива и на работната сила.

През последващите години протече процес на възстановяване на стойността на горивата и работната сила, докато стойността на материалните активи остана почти невъзстановена.

В резултат от тези процеси в Югоизточна Европа от гледна точка на стойността на материалните активи се оформиха поне четири категории електроцентрали.

При първата категория стойността на активите остана твърде ниска, на нивото на остатъчната, исторически обезценена стойност в резултат от многократните промени в официалните парични курсове. Към тази категория се отнасят останалите все още обществени/държавни централи за комбинирано топло- и електропроизводство.

Втората категория включва електроцентралите, на които бяха извършени модернизации или рехабилитации. Примери за кондензационни електроцентрали от тази група са описаните по-горе два проекта за модернизация на големи лигнитни кондензационни електроцентрали: в ТЕЦ „Енел Марица-изток 3“ и в ТЕЦ „Марица-изток 2“. Стойността на новосъздадените материални активи превишава остатъчната стойност на основните активи, а сумарната, резултатна стойност остава на средно ниво. Постигнатите капиталови разходи не са представителни за целите на сценариите за развитие заради обезценената ниска стой-

ност на началните активи, неконкурентно определените стойности на новосъздадените активи и главно поради неестествено големите норми на възвръщаемост.

Продадените от българското правителство електроцентрали сформираха трета категория. Ако не съществуваха съмнения върху почтеността на сделките, можеше да се каже, че тези електроцентрали са достигнали пазарната си капиталова стойност, но липсата на прозрачност при подходите за продажбите предизвиква съмнения.

Четвъртата група е представена от новоизгражданите, прирастни електроцентрали. За тях може да се приеме, че стойността на активите е постигната в резултат от смесени пазарни и конюнктурни политически фактори на реалностите през последните години. Пример за такава кондензационна електроцентрала е описаният по-горе проект за ТЕЦ „Марица-изток 1“. Припомняме, че той се реализира по дългосрочен договор между Националната електрическа компания (НЕК ЕАД) и AES. Параметрите на този договор не са публично достъпни, но инвеститорът е обявил, че началната строителната стойност е приблизително един милиард евро, а нормата за възвръщаемост на капитала е около 15%. Прирастните проекти за комбинирани електроцентрали (СНР) от тази група за разлика от описаните проекти за кондензационните електроцентрали на лигнитни въглища се развиват по друга логика, която накратко се свежда до следното.

Съществува огромен потенциал за строителство на комбинирани електроцентрали. За бързото му усвояване създателите на Закона за енергетиката предвиждаха стимулирано развитие на модерни комбинирани електроцентрали чрез прилагане на задължително изкупуване на комбинираната електроенергия, останала след задоволяване нуждите на производителя. При това по тъй наречените преференциални цени за изкупуване, които са по-високи от цените на другите конвенционални източници. Досега определяните от ДКВЕР преференциални цени са приети за достатъчно атрактивни само в ограничен брой случаи: Топлофикационна електроцентрала „Плевен“, Топлофикационна електроцентрала „Далкия – Варна“, Топлофикационна електроцентрала „Бургас“, Топлофикационна електроцентрала „Казанлък“, Топлофикационна електроцентрала „Враца“, „Енергоконсулт“ АД и заводска електроцентрала „Биовет“ – Пещера. За останалите известни обекти с концентрирани топлинни товари, в това число и за обектите на „Топлофикация София“, се твърди официално, че тези цени са недостатъчно атрактивни за инвеститорите. Истинската причина всъщност е, че всеки енергиен проект се използва за финансиране на определени партийни кръгове. От една

страна, това оскъпява много обекта. От друга, забавя приемането на инвестиционните варианти и отлага изпълняването на реалното строителство. Поради честото подменяне на партийните конюнктурни и липсата на междупартиен паритет за редица важни обекти досега няма други примери освен изброените.

Решенията на ДКВЕР през последните години формираха икономическа рамка, която съдържа едва 1.1% до 2.2% норма на възвръщаемост на капитала за първата категория електроцентрали, докато нормата на възвръщаемост на капитала за втората, третата и четвъртата категория достигна стойности над 15%, които надхвърлиха в обратна посока средните норми за електропроизводствените сектори. И в двата случая приложените в България норми се различават както от препоръчителните норми, равняващи се на 5% (прилагани в европейски изследвания като [22]), така и от считаната за максимална стойност от гледна точка на чувствителността норма от 10%.

Изложеното показва, че съществуващата национална нормативна уредба и ценова практика на ДКВЕР, в частност капиталовите разходи на електроцентралите и съставляващите на цените, определени чрез тях, предопределят средни изравнени за целия жизнен период цени за електроенергия, които са методически несравними със средно изравнените цени на аналогични електроцентрали в другите европейски страни. Поради изложените методологични несъответствия и исторически предопределености в тази книга сме приели следните допускания за 2010, 2015, 2020 г.:

- Начална стойност на активите за съществуващите електроцентрали според действащите през сегашния регулаторен период капиталови разходи и индексирани на остатъчната стойност чрез текущата инфлация;
- Индивидуални капиталови разходи за проектираните електроцентрали, посочени в препоръчителния сценарий.

Като заключение на този раздел за капиталовите разходи произтича изводът, че нито съществуващите, нито прирастните електропроизводствени обекти у нас могат да служат като база за икономически сравнения (ценови еталони). Като членка на Европейския съюз България следва да прилага икономическите показатели и пропорциите, приети в общността и в частност [22], но нито един от реализираните в България проекти не попада в описаните там категории. Възникват множество въпроси, два от които доминират: i) необходимост от специално изследване за България по подобие на изследванията по ExternE в други страни и ii) необходимост от мерки за прилагане на практиките на Европейската общност в българските електроенергийни проекти.

3.1.2. Горивна съставляваща в явните разходи при производството на електроенергия от органични горива

При съставянето на българския доклад по отчет D.7.1 на проекта CASES бяхме посъветвани да използваме прогнозата за развитие на цените на органичните горива на планетарно ниво, разработена от Markus Blesl, Steffen Wissel и Oliver Mayer-Spohn от Института по икономика на енергетиката при университета в Щутгарт (Energy Economics Institute of the University of Stuttgart – USTUTT/IER), представена в Table 1 „Fuel price assumptions on plant level (EUSUSTEL 2006); (ETP 2008)“ в [22]. След като анализирахме използвания ценови модел и сравнихме основните влияещи фактори, ние достигнахме до извода, че:

- тъй като България внася около 99.8% от черните въглища, то измененията на техните цени у нас ще следват колебанията на цените на планетарно ниво и ще бъде оправдано да приемем прирасти, подобни на останалите страни от Европа;

- поради съществените различия между началните нива на цените на природен газ у нас и в Европа, от една страна, и на различията между газовите доставчици в Европа и у нас, от друга, както и на очерталите се нужди от големи инвестиции за диверсификация, през следващите години ще бъде по-логично да се приемат по-високи прирасти на цените на газа у нас, отколкото очакваните за останалите европейски страни;

- поради неминуемо растящото влияние на общоевропейските ценови закономерности върху нивото на цените на местните горива темповете на нарастване на цените на лигнитите у нас ще следват средните в Европа.

Прогнозата от [22] претърпя провал поради световната криза. Ето защо ние се постаряхме да актуализираме собствената прогноза за очакваните осреднени прирасти на цените у нас, използвана в [2]. Приведените по-надолу оценки на горивните разходи през съответните години са изчислени според прогнозираните прирасти на цените спрямо нивата през 2009 г., показани в таблица 3.2. Там са посочени и приетите прирасти на инфлацията за съответните периоди, прилагани при капиталовите и другите постоянни разходи.

Табл. 3.2. Прирасти на цените на горивата и на инфлацията в %

Горива/години	2009	2010	2015	2020	2030
Черни въглища	100	2	5	10	20
Газ	100	10	20	30	40
Лигнитни въглища	100	2	5	10	20
Инфлация	100	2	10	20	30

Пресметнатите очаквани капиталови и горивни съставляващи в явните разходи при производството на електроенергия от органични горива в България са показани в таблиците 3.3.–3.6. Те са прогнозирани в съответствие с изложените предпоставки.

Табл. 3.3. Стойности на явните разходи за групите електроцентрали на органични горива от препоръчителния сценарий през 2010 г.

Електроцентрали	Инсталирана мощност	Производство (бруто)	Цена за разп. мощност	Цена за ел. енергия	Обща цена за ел. енергия	Общи явни разходи
	МВт	ГВтч/год	евро/МВт*ч	евро/МВтч	евро/МВтч	евро
Кондензни на черни въглища	1 160	3 148	4.47	37.88	42.35	130 814 847
Комбинирани на черни въглища	470	2 010			80.36	142 292 480
Кондензни на лигнити	3674	13 366	16.87	22.35	39.23	585 083 128
Комбинирани на лигнити	255	1 248			66.47	71 093 500
Газови комбинирани	751	2 707			68.66	169 111 168
Общо	6320	24 878				1 098 395 123
Средно претеглено					53.38	

Табл. 3.4. Стойности на явните разходи за групите електроцентрали на органични горива от препоръчителния сценарий през 2015 г.

Електроцентрали	Инсталирана мощност	Производство (бруто)	Цена за разп. мощност	Цена за ел. енергия	Обща цена за ел. енергия	Общи явни разходи
	МВт	ГВтч/год	евро/МВт*ч	евро/МВтч	евро/МВтч	евро
Кондензни на черни въглища	1 270	3 687	4.81	39.39	44.21	173 690 851
Комбинирани на черни въглища	350	1 305			51.09	61 626 724
Кондензни на лигнити	3554	16 250	19.62	22.66	42.27	768 532 691
Комбинирани на лигнити	255	1 248			72.85	77 925 960
Газови комбинирани	861	3 080			93.57	262 220 491
Общо	6290	25 569				1 343 996 716
Средно претеглено					59.40	

Табл. 3.5. Стойности на явните разходи за групите електроцентрали на органични горива от препоръчителния сценарий през 2020 г.

Електроцентрали	Инсталирана мощност	Производство (брото)	Цена за разп. мощност	Цена за ел. енергия	Обща цена за ел. енергия	Общи явни разходи
	МВт	ГВтч/год	евро/МВт*ч	евро/МВтч	евро/МВтч	евро
Кондензни на черни въглища	1 270	2 658	5.25	41.29	46.54	145 544 713
Комбинирани на черни въглища	350	1 035			52.14	50 585 932
Кондензни на лигнити	3554	16 250	21.40	23.72	45.12	825 016 002
Комбинирани на лигнити	55	248			90.95	19 808 916
Газови комбинирани	981	3 593			93.24	304 810 784
Общо	6210	23 783				1 345 766 345
Средно претеглено					63.89	

Табл. 3.6. Стойности на явните разходи за групите електроцентрали на органични горива от препоръчителния сценарий през 2030 г.

Електроцентрали	Инсталирана мощност	Производство (брото)	Цена за разп. мощност	Цена за ел. енергия	Обща цена за ел. енергия	Общи явни разходи
	МВт	ГВтч/год	евро/МВт*ч	евро/МВтч	евро/МВтч	евро
Кондензни на черни въглища	840	1 580	5.72	43.92	49.64	96 360 548
Комбинирани на черни въглища	290	1 035			56.15	54 584 776
Кондензни на лигнити	3389	15 375	23.49	25.96	49.45	860 014 528
Комбинирани на лигнити	55	248			90.95	19 808 916
Газови комбинирани	1011	3 758			92.93	317 747 162
Общо	5585	21 995				1 348 515 930
Средно претеглено					69.25	

3.2. Произход и развитие на външните разходи при производството на електроенергия от органични горива

Външните разходи възникват, когато обществените или икономическите дейности на една група лица имат влияние върху друга група и това влияние не е напълно оценено и/или заплащано от първата група. Външните разходи влияят върху общественото благополучие и

икономиката. В частност замърсяването на въздуха с прахови частици, азотни окиси, серен двуокис и други емисии предизвиква увреждания като повишена заболяемост или преждевременна смърт от хронични бронхити, астма, сърдечна недостатъчност и пр. Следователно най-напред трябва да бъдат измерени вредите, причинени на обществото от производителите и снабдителите на електроенергия, след това да се установят разходите за тяхното възстановяване и да се определи как тези разходи да се плащат от производителите и потребителите на електроенергия. Политиците трябва да намерят решение как пазарът да съобразява външните разходи. Въвеждането на външните разходи чрез оскъпяване на по-увреждащите електропроизводствени технологии или чрез субсидиране на чистите и животошадящи може да допринесе за развитие на нови технологии и да спомогне за устойчивото световно развитие. Благодарение на оценяването на въздействието върху обществото и околната среда различните технологии могат да се подредят по степен на оскъпяване на електроенергията.

През последните петнадесет години Европейската комисия е финансирала много проекти за оценяване на вредите и устойчивостта на външните разходи в енергетиката чрез изследвания по пътя от възникване до затихване на замърсяванията, причиняващи въздействията върху околната среда и хората. Многодисциплинарни изследователски екипи от инженери, икономисти и епидемиолози са създали:

- модели за възникването и разпространяването на замърсяванията;
- оригинална методика за определяне на зависимостите между експонацията и резултата от въздействието, в частност при замърсяванията във въздуха;
- методика за оценка на паричното изражение на тези въздействия, например като стойности от статистически зависимости при злополуки по веригата на енергийните преобразования, както и оценките на други влияния като планетарното затопляне, подкиселяването и еутрофията.

Изследователският екип на ExternE [27] е извършил задълбочен анализ на различни горивни и енергийни технологии и е създавал информационна база за паричното изражение на емисиите във функция от количеството произведен енергиен продукт. Методиката на ExternE и създадената информационна база [31] – [35] е възприета от научната общност и се счита като световен източник на данни при електроенергийните технологии. Тази методика разглежда четири отделни етапа от цялостния процес (жизнения цикъл) за производство на електроенергия:

- строителство на електроцентралата,
- добив и доставка на горивото,
- работа на централата,
- демонтаж на съоръженията и разчистване на площадката.

В съответствие с тази етапност в този раздел представяме описание на произхода и развитието на външните (породените, принадлежите) разходи при производството на електроенергия от органични горива у нас. Ние не третираме външните разходи от несигурност на енергоснабдяването и колебанията на цените на енергоносителите в глобален мащаб, както и разходите от несигурност и прекъсване на електродоставянето в националните ЕЕС, които са предмет на отделни остойностявания.

Външните разходи при строителството на електроцентралите в България са предизвикани през периодите на тяхното строителство. Те не трябва да се смесват с явните разходи за самото строителство, защото представляват неочетените по онова време вреди от усвояване на площадките и от емисии при строителството и периода преди започване на редовната експлоатация на централите. Поради липса на методика за тяхната оценка и привеждането им към сегашно време те не са оценени в тази книга, което не означава, че тяхното оценяване в бъдеще е безпредметно.

Външните разходи от добив и доставка на горивото зависят изключително от вида на горивото, начина на неговото добиване, преработване и доставяне до централите. Съображенията за тяхното оценяване са дадени по-долу.

Външните разходи при работа на електроцентралите възникват от вредните емисии във въздуха, водите и почвата. Те са оценени и класифицирани в [32] – [35] по видове използвани горива, по видове пречистващи съоръжения и височина на комините, по влияние върху човешкото здраве и другите биосфери, по страни и географски региони. За целите на тази книга са използвани специфичните данни от [32], фактическите или прогнозните производства, съответно емисии от централите у нас. Резултатите са посочени в таблици 3.7., 3.10., 3.11., 3.12., 3.13. и 3.14.

Външните разходи, предизвикани от демонтажа на съществуващите съоръжения и от разчистването на площадките, също не трябва да се бъркат с присъщите, явните разходи за демонтаж и разчистване. И двата вида разходи у нас не са изследвани, от което не може да се прави изводът, че са пренебрежими. Наравно с останалите те следва да намерят своето място в националната нормативна уредба. В тази книга външните разходи са оценявани дотолкова, доколкото емисиите и съответните стойности на разходите от демонтажа и разчистването са включени в [32].

3.2.1. Произход и развитие на външните разходи при производството на електроенергия от черни въглища

Външните разходи при строителството на електроцентралите на черни въглища в България са предизвикани през периода 1960–1985 г., когато са строени или разширявани ТЕЦ „Русе-изток“, ТЕЦ „Варна“,

ТЕЦ „Девня“, ТЕЦ „Свилоза“ и ТЕЦ „Видахим“. За целите на сегашните оценки може да се приеме, че те са сведени до незначителни размери.

България внася около 99.8% от използваните черни въглища. Ето защо считаме, че цените спрямо мястото на доставка (морско или речно пристанище към съответната електроцентрала) включват всички явни разходи (по добива, обработката и доставката), както и външните (принадлежите) разходи, породени до същото място на доставка. Поради това **външните разходи при производството на електроенергия от черни въглища** се свеждат до породените разходи при стопанисването на въглищата в складовете и до принадлежите разходи по време на работа на самата електроцентрала. Последните включват предимно разходите, породени в резултат от замърсяване на въздуха, водата и почвата, съответно от димните газове, отпадъчните води и твърдите отпадъци, предимно пепел и шлаки.

Външните разходи, породени от използването на разпалващо или заместващо гориво, се отчитат приблизително чрез външните разходи, породени от основното гориво. Последното е главният причинител на външни разходи по време на експлоатацията/работата на централите. Тези външни разходи са оценявани въз основа на данните от [32].

Досега в България не е имало нито явни, нито **външни разходи от използване на варовик, вар или други материали**, използвани за почистване на серните окиси, но това вече е реалност. Тъй като намалените разходи, породени от редуцираните серни газове, са с различен характер и размер в сравнение с разходите, породени от сероочистващите технологии, ще бъде необходимо използването на по-прецизна методика за определяне на разликата между ползите и вредите.

Оценката на външните разходи за електроцентралите, използващи черни въглища, е представена в таблици 3.10.–3.14.

3.2.2. Произход и развитие на външните разходи при производството на електроенергия от природен газ

За външните разходи от строителството на съществуващите газови централи може да се приеме, че те вече имат историческо обезценяване и за сегашните оценки нямат практическо значение. За новоизгражданите обаче това не е в сила.

България внася около 86% от използвания природен газ от Русия. По подобие на черните въглища за тези количества може да се приеме, че всички явни и външни разходи от добива и доставката на горивото са включени в съставляващите на цената на газа до граничния измервателен пункт. От граничния пункт навътре в страната се поражда **външните разходи за внасяните количества природен газ**. Те включват неплатените разходи от потребителите чрез цената на газа като увреждания на земята, водата и въздуха около трасето като вреди от неконтролирани

емисии. От тях се редуцират онези щети, с които „Булгаргаз“ или газо-разпределителните дружества обезвъзмездяват пострадалите.

Освен споменатите външни разходи за добиваните в страната количества газ се пораждат типичните външни разходи при добива и обработката на която да е суровина. Към общата сума на външните разходи за природния газ се добавят и **принадените разходи при цикъла компресиране–черпене на запасите** от газ в газохранилищата, за нашия случай около „Чирен“.

Към така изредените елементи от технологичната верига на външните разходи за природния газ се добавят и емисионните разходи, породени при химичните и топлинните преобразования при работата на самите електроцентрали. Така в крайна сметка се получава сумата от външни разходи при производството на електроенергия от природен газ.

Поради липса на национални данни за външни разходи у нас сме използвали показателите от [32] и чрез тях сме остойностили външните разходи при производството на електроенергия от природен газ, посочени в таблици 3.10. – 3.14.

3.2.3. Произход и развитие на външните разходи при производството на електроенергия от лигнитни въглища

Външни разходи от строителството на електроцентралите

За външните разходи от строителството на съществуващите лигнитни централи може да се приеме, че вече имат историческо обезценяване и за сегашните оценки нямат практическо значение. За рехабилитираните, модернизирани и новоизградени централи обаче това не е в сила. Проектите за модернизация и рехабилитация на ТЕЦ „Марица-изток 2“ и ТЕЦ „Марица-изток 3“ са типични примери за едновременен монтаж на част от остарелите съоръжения и монтаж на нови. Изграждането на ТЕЦ „Марица-изток 1“ е характерен пример, при който се съчетават последователно три процеса: демонтажът на двата стари блока (с мощности по 150 MWt), пълно разчистване на площадката и строителството на новите блокове (с мощности по 335 MWt). За изследователите на уврежданията от тези процеси и стойността на явните и външните разходи тези проекти са били добър полигон, но удобният момент, изглежда, е пропуснат.

Външни разходи от добив и доставка на въглищата

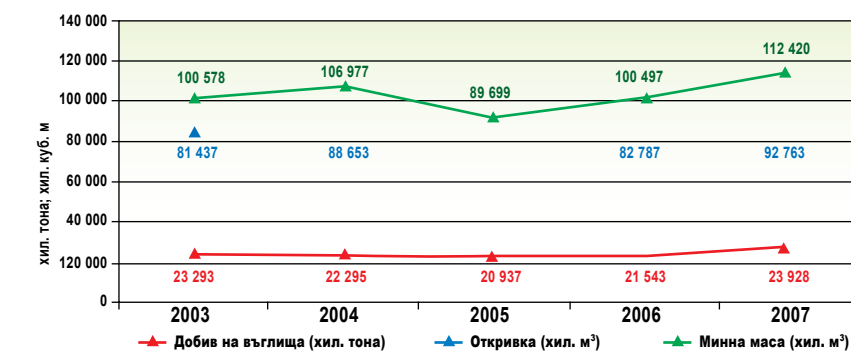
За разлика от производството на електроенергия от вносни черни въглища и природен газ производството на електроенергия от лигнитни представлява пример за доминиращ размер на емитирани емисии в България по време на добива и доставката на въглищата, както и през експлоатационните фази на централите. Като резултат размерът на уврежданията при добива на лигнитите и на вредности от работата на централите представлява национален проблем. За да оценим разходите

за възможните възстановявания на уврежданията, е необходимо да опишем характерен национален пример (case study). Най-представителен е примерът на най-голямото находище за добив на лигнити в България – Източномаришкия басейн. От него се произвеждат около 84% от въглищата в България (фиг. 3.1.).

Фиг. 3.1. Графика за годишно добитите източномаришки лигнити и за добитите други въглища в България



Реализирани количества въглища, откритка и минна маса за периода 2003–2007 г.



Дял на „Мини Марица-изток“ ЕАД в общия добив на въглища в страната през 2007 г.

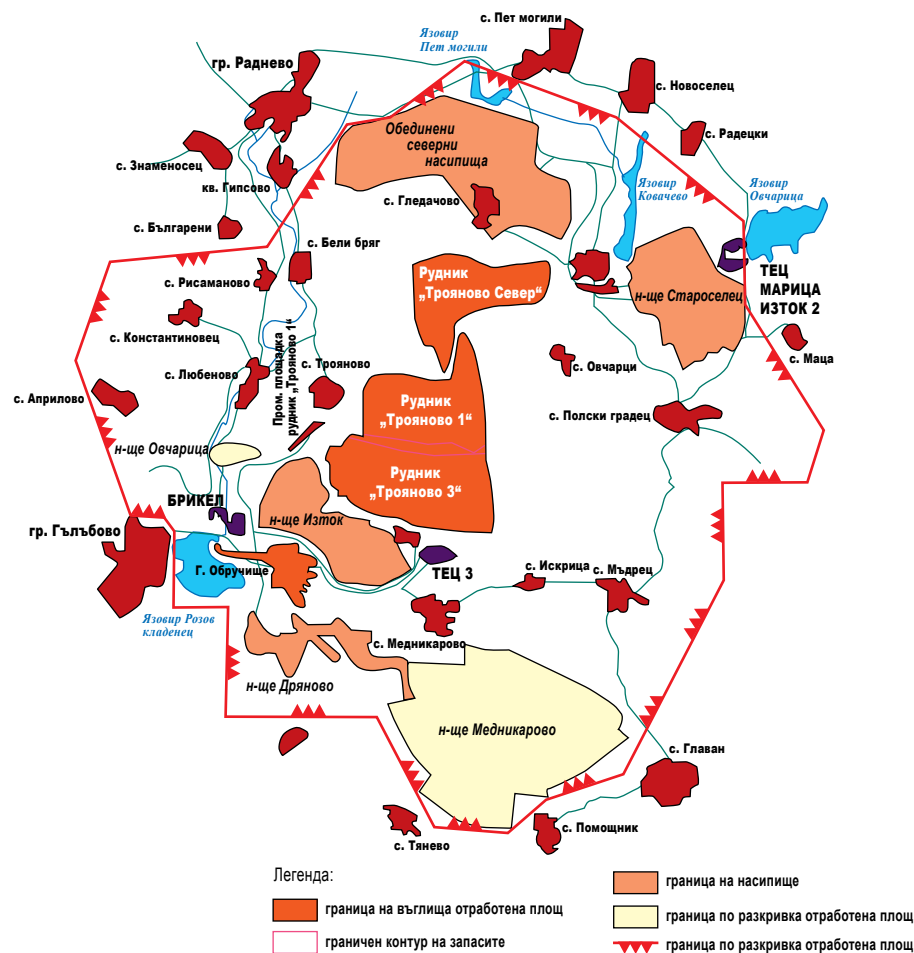
Въглища	Количество t	Процент %
Общ добив в страната	28 410 600	100 %
от „Мини Марица-изток“ ЕАД	23 928 301	84 %
от други производители	4 482 299	16 %

3.2.4. Национален пример – Източномаришки въглищен басейн

Източномаришкият лигнитен басейн, илюстриран на схемата по-долу, е разположен източно от отсечката на река Съзлийка между Раднево и Гълъбово, но е получил названието си по името на по-известната река Марица. Той обхваща площ около 240 км². Въглищата в него са се формирали през неозоя в периода на терциера.

Първото споменаване за наличие на въглища в този район е на френския изследовател Огюст Викенел през 1847 г. През 1869 г. австрийският геолог Фердинанд фон Хохщетер дава описание на въглищното находище като част от своята геоложка карта на България в състава на Турската империя. Геоложки проучвания започват през 1948 г., а първият проект за разработването е изготвен през 1951 г. от ГИПРОШАХТ

Схема на „Мини Марица-изток“ ЕАД



– Ленинград. През същата година се създава държавното минно предприятие „Марица-изток“ със седалище в с. Трояново, а през 1952 започва строителството на първия рудник от комплекса.

Истинският добив на въглища започва през 1959/60 г. за захранване на първите мощности в ТЕЦ „Марица-изток 1“ и брикетната фабрика. Сега „Мини Марица-изток“ ЕАД е еднолично акционерно дружество със 100% държавно имущество, с едностепенна система на управление и персонал около 7500 души. През 2005 г. е сключен концесионен договор между Министерския съвет на Република България, представляван от министъра на енергетиката и енергийните ресурси, и концесионера „Мини Марица-изток“ ЕАД, по силата на който е учредена концесия за добив на въглища от находище „Източномаришки въглищен басейн“. Границите и отделните части на концесионната територия могат да се видят на схемата на басейна.

Доказаните и вероятните запаси в басейна са в границите от 1852 до 2095 млн. т. Икономически ефективните и проучени запаси по сегашните представи са 1163 млн. т. Добивът на въглища се извършва в три руднични полета. Общите запаси в тях се оценяват приблизително на:

Рудник „Трояново 1“	590 млн. т,
Рудник „Трояново-север“	995 млн. т,
Рудник „Трояново 3“	415 млн. т.

Въглищата са кафяви лигнити, меки, с ниска степен на въглификация на органична маса, но с високо съдържание на въгледороди, с високо пепелно съдържание (от 15% до 50%) и влага от 52% до 60%. Сярата в сухата маса е около 5.8%. Прилаганото в съществуващите електроцентрали у нас класическо прахово изгаряне при относително ниски температури предизвиква относително по-малко емисии на азотни окиси (NO_x) при лигнитите в сравнение с изгарянето на черните въглища, а голямото съдържание на въгледороди прави специфичните емисии на въглероден двуокис (CO₂) от лигнити по-малки в сравнение с емисиите при черните въглища. Основният проблем при изгарянето на източномаришки лигнити е голямото количество на серния двуокис, предизвикано от високото съдържание на сяра.

Кратко описание на добиването на източномаришките лигнити

Въглищните пластове се намират на сравнително малка дълбочина, която варира от 6 до 120 метра под повърхността на терена. До тях се достига чрез поточен процес, наричан откриване или разкриване. Той включва изгребване на земните покривни слоеве чрез роторни (фиг. 3.2.) или кофово-верижни багери (фиг. 3.3.), пренасяне на изкопаната земна маса върху гумено-лентови транспортъори (фиг. 3.4.) и насипването ѝ

върху насипища чрез насипообразуватели (фиг. 3.5.). Окриването се извършва едновременно на пет откривни хоризонта. Насипищата са вътрешни (в рудника) и външни (извън рудника). Хумусният слой пред фронтната линия на рудника се изгребва и натрупва отделно, а впоследствие се насипва върху технически рекултивирани площи.

Въглищата се добиват по открит способ в три рудника: „Трояново 1“, „Трояново-север“ и „Трояново 3“ без оставяне на разграничителни земни масиви (целици) между тях. Това дава възможност за по-пълно изземване на залежите от басейна и за прилагане на най-съвременна техника и технологии. Добиването на въглища става чрез непрекъсната напречна еднобордова система на изгребване с роторни или кофово-верижни багери. Добивните хоризонти в рудниците „Трояново 1“ и „Трояново-север“ са два, а в „Трояново 3“ – един (фиг. 3.6. и 3.7.). Рудниците „Трояново 1“ и „Трояново 3“ се развиват паралелно с общ фронт на



Фиг. 3.2. Роторен багер RS 4000



3.3. Кофово-верижен багер



Фиг. 3.4. Гумено-лентов транспортъор



Фиг. 3.5. Насипообразувател

минните работи в източна посока, а рудник „Трояново-север“ се развива паралелно на „Трояново 1“, но в противоположна западна посока. Изгребаните въглища се товарят върху гумено-транспортни ленти. От лентите в рудниците „Трояново 1“ и „Трояново-север“ въглищата се претоварят на жп транспорт за доставка до ТЕЦ „Марица-изток 2“, ТЕЦ „Марица 3“ (Димитровград) и ТЕЦ „Брикел“, а от „Трояново 3“ въглищата се доставят по ленти директно до ТЕЦ „Марица-изток 3“.



Фиг. 3.6. Изглед към добивен фронт денем



Фиг. 3.7. Изглед към открит рудник нощем

Перспектива

От началото на добивните работи до 2007 г. включително са добити 875 016 966 тона въглища и са иззети и насипани 3 751 810 233 м³ земна маса при среден коефициент на откривка 4.29 м³/т. За период около 50 години от въглищата са произведени около 500 ТВтч и около 45 млн. т брикети.

Поради конкурентната цена на лигнитните спрямо вносните въглища плановете за развитие на добива от „Мини Марица-изток“ са претърпели няколко фази, но продължават да са актуални. Към съществуващите консуматори на въглища през 2010 г. ще се добави и ТЕЦ „Марица-изток 1“. Общата инсталирана мощност на захранваните електроцентрали ще достигне 3450 МВт и ще отговаря на потребност от приблизително 28–30 млн. тона въглища годишно.

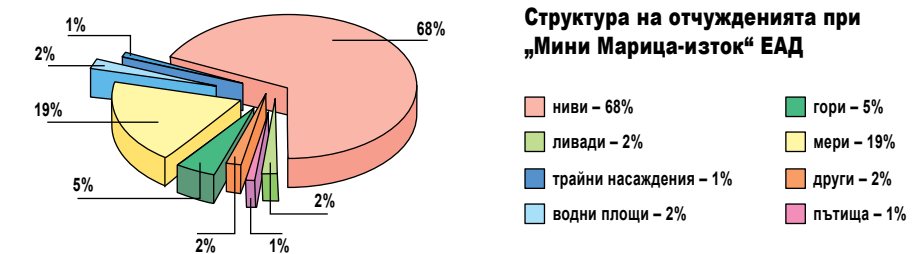
Стратегията на „Мини Марица-изток“ ЕАД предвижда интензификация на въгледобива в трите рудника. Дружеството има техническата и технологичната възможност за добив на 35 млн. тона въглища годишно след 2010 г. От това произтича, че има свободен капацитет, който може да захрани нова електропроизводствена мощност след спирането на ТЕЦ „Брикел“. Дружеството инициира процедура за изграждане на нова централа (условно наречена „Марица-изток 4“), подкрепена с Решение № 434 на Министерския съвет. При реализиране на този проект наличните запаси на лигнитни въглища могат да гарантират добив до 2060 г., което представлява още петдесетгодишен живот на басейна. За постигане на тези цели през този период са необходими инвестиции в размер около 1.5 млрд. лв. (0.75 млрд. евро), с разпределение посочено в таблица 3.8.

Табл. 3.8. Необходими инвестиции в „Мини Марица-изток“ през периода 2007–2060 г. в хил. евро

Предназначение	2007–2011	2012–2020	2021–2030	2031–2040	2041–2060	Общо
1. Минно оборудване	18 236	144 020	209 993	3 826	-	376 075
2. Спомагателно и транспортно оборудване	62 856	44 185	9 277	1 488	4 080	121 886
3. Придобиване на права върху земята	2 576	29 282	4 414	12 386	2 791	51 449
4. Пречиствателни станции	4 515	-	-	-	-	4 515
5. Рекултивация и други инвестиции	27 127	39 119	4 4561	16 778	26 631	154 216
Общо	115 310	256 606	268 245	34 478	33 502	708 141

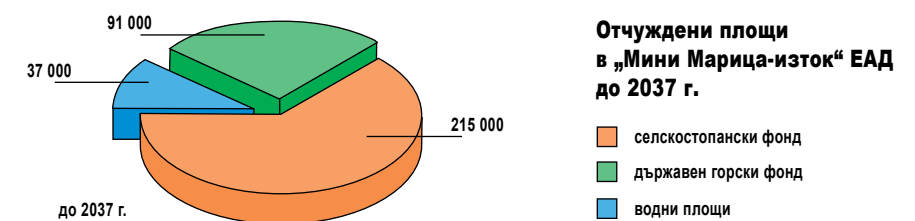
Въздействие върху околната среда

Добивът на лигнитни въглища по открит способ е съпроводен със значителна техногенна намеса в околната среда. Освен самата разкривка при изземването и транспортирането на въглищата се извършват мащабно подготвително пътно, минно и хидростроителство. Например р. Овчарица вече е пренасочена чрез леви и десни притоци извън полето на находището, строят се два нови язовира и два микроязовира, изграждат се ретензионни басейни, километрични подземни и надземни канали и тунели и пр.



Част от нарушеното равновесие се възстановява едновременно с технологичния процес за добив. Възстановяването на нарушените терени преминава през два етапа: техническа и биологична рекултивация. Три години след приключване на минно-насипните дейности се извършва техническа рекултивация: комплекс от земеустроителни и подравнителни работи и насипване на терена с 40-сантиметров уплътнен хумусен слой. Биологичната рекултивация е последен етап от възстановяването на терените и се осъществява чрез засяване на технически рекултивирани площи с различни земеделски култури в определена последователност или пък залесяване с дървесни видове.

За начало на рекултивацията се счита 1974 г. Рекултивирани към 1.01.2008 г. земи са 42 882 дка, в това число: за селското стопанство 28 148 дка и за горски фонд – 14 694 дка. Стремехът е след приключване на добивната дейност плодородието и ландшафтът да бъдат възстановени в съответствие с графика за нарушаване и рекултивиране, показан на следващата диаграма.





Освен рекултивацията на нарушените терени „Мини Марица-изток“ ЕАД извършва и непрекъснат мониторинг на изпусканите руднични води. При необходимост те се неутрализират с хидратна вар преди пунктовете за заустване и се пречистват съобразно с екологичните изисквания.

По рудниците ежегодно се генерират битови, строителни, производствени и опасни отпадъци, които се събират разделно и се третираат съгласно с Програмата за управление на отпадъците на територията на „Мини Марица-изток“ ЕАД, утвърдена от РИОСВ – Стара Загора.

Въздействие върху населението

Плановете за развитие на добивните работи предвиждат общо отчуждаване на около 310 000 дка, от които да бъдат рекултивирани и възстановени общо 290 000 дка (230 000 за селско стопанство и 62 000 за горско стопанство). Оставащите около 20 000 дка да представляват изкуствени водоеми.

Отчуждаването включва земеделски и горски земи, жилища, стопански, културни, административни и други обекти от инфраструктурата на изселваните села. Преди фактическото изселване протича процес на обезлюдяване на села и градове, предизвикан от изменените условия на живот и работа. Съобщава се за пет обезлюдени селища в близо петдесетгодишната история на „Мини Марица-изток“. С цел продължаване на добива на въглища ще се наложи изселване на селата Трояново и Бели бряг между 2012 и 2018 г. В тях вече са останали да живеят много по-малко хора спрямо общия брой на засегнатите, който се оценява на 28 000 души. Стойността на имотите на тези хора се изплаща и разходите за това се добавят в себестойността на въглищата, което представлява привнесен, частен разход в себестойността на електроенергията. Остават неопределени външните разходи, причинени от материални и немате-

риални вреди и щети. Те се разпространяват предимно върху жителите от пряко засегнатите райони („Жителите на радневските села Бели бряг и Трояново изпитват страх от неизвестността, сочи социологическо проучване“. „Местните жители искали обезщетение с друго жилище в региона. В условия на криза безимотните са поставили въпроса да им бъде осигурена и работа“)⁵, но засягат и държавата като цяло („двете села трябва да бъдат заличени от картата на България“)⁵.

Разграничение между явни и външни разходи при добива и доставката на въглищата

Приведеното описание на добива и доставката на лигнитните въглища в Източномаришкия басейн показва огромното разнообразие и обем на видовете разходи: проучвателни, проектни, инвестиционни, експлоатационни, природоопазващи и възстановителни. Всички от тях, които подлежат на остойностяване, се включват в себестойността и цената на въглищата и в крайна сметка се възстановяват от потребителите на електроенергия чрез цената на произведената електроенергия. В това число влизат дори таксите за природоопазване и глобите за нарушени норми. Например за пръв път тази година „Мини Марица-изток“ АД трябва да плати на държавата около 12 млн. лв. такса. Или стойността на рекултивирани през 2008 г. около 1000 дка терени, станали годни за селскостопанска дейност, за което са похарчени 1.926 млн. лв. или събраните и депонирани за рекултивация около 477 хил. куб.м хумус, което е коствало 2.089 млн. лв.

Един от основните проблеми на съвременното е да се остойностят другите, неясните разходи, които се причиняват на трети лица и затова се наричат външни. Примери при открития въгледобив на лигнитите могат да бъдат намаляването на земите от поземления фонд, разрушаването на почвата и подпочвената структура, загубените качества на складираните и повторно използван хумусен слой, влиянието на емисиите на прах и други замърсители върху човешкото здраве и добивите, нарушаване на естествени екониши, унищожаването на жилищния фонд, стопански, културни, административни и други обекти от инфраструктурата на изселваните села. Дори на пръв поглед безобидното отчуждаване и затваряне на един полски път предизвиква външни разходи, защото принуждава земеделците да създадат или използват обиколен път, който предизвиква разход на допълнително време, гориво и увреждания. „Социологически проучвания между изселваните заради въгледобива селяни показва страх от неизвестността“⁵. Дали обезщетенията за изселването могат да заплащат този страх и ако да, къде се отнася разходът за него?

⁵ Цитати от местни и централни вестници.

Заклучения относно външните разходи от добив и доставка на лигнитни въглищата в Източномаришкия басейн

Приведеното описание на национален пример за най-голямото находище за добив на лигнит в България показва, че при съществуващата нормативна база и ценова практика външните разходи при добива, преработването и доставянето на лигнитните въглища не се съобразяват. Всички направени разходи се считат за явни и се включват в цената на горивото. Добивът на източномаришки лигнит се очаква да нарасне от сегашните 23 до 35 млн. тона годишно, което ще увеличи размера на външните разходи от производство на електроенергия от източномаришки лигнит в страната. Необходими са специализирани изследвания за България по подобие на изследванията по проекта ExternE за други европейски страни, за идентифициране и обективна оценка на външните разходи, включително за да се провери или опровергае популярното твърдение, че при добива и транспортирането на лигнитите не се емитират вредни емисии и следователно не се причиняват вреди, които да изискват обезвъзмездяване. Освен познатите емисионни вреди следва да се подложат на оценка вредите от обезлюдяване на селищата, изселването на местните жители, принудителната им преквалификация, намаляването на добивите, измененията на естествената среда и биологичното разнообразие.

3.2.5. Външни разходи от работа на електрическите централи на лигнитни въглища

Оценките за външните разходи, породени в здравеопазването от фактическите производства на електроенергия в електроцентралите на органични горива през 2007 г., са дадени в таблица 3.10., а очакваните за 2010, 2015, 2020 и 2030 г. са дадени съответно в таблици 3.11., 3.12., 3.13. и 3.14.

Остойносттаването на външните разходи е основано на специфичните стойности на уврежданията в евро за тон (Euro per ton) от [32] – [34], както и на данните за емисиите в таблици 2.2. – 2.6. Последните са част от статистиката на Министерството на околната среда и водите, съдържаща количествата на емисиите на газове и прахови частици PM2.5 и PM10. Стойността на PM едри е изчислена като разлика между количеството PM10 и количеството PM2.5.

Табл. 3.9. Външни разходи при здравеопазването за един тон емисии

Година	SO ₂	CO ₂	NOx	PM2.5	PM едри	NH ₃	NMVOС
	евро/т	евро/т	евро/т	евро/т	евро/т	евро/т	евро/т
2007 и 2010	4 500	19	4 312	9 166	378	5 647	-52
2015 и 2020 и 2030	4 686	19	4 765	9 175	377	3 541	-170

Табл. 3.10. Външни разходи при здравеопазването, породени от фактическите производства на електроенергия в електроцентралите на органични горива през 2007 г.

Електроцентрали	Инст. мощност МВт	Производство бруто ГВтч	Здравни разходи от отделните замърсители						Общи здравни разходи млн. евро	Здравна цена евро/ МВтч	
			SO ₂	CO ₂	NOx	PM 2.5	PM едри	NH ₃			
			млн. евро	млн. евро	млн. евро	млн. евро	млн. евро	млн. евро			
Кондензи на черни въглища	1 370	3 140	140	68	69	0.111	0.088	0.031	0.088	277	96.63
Комбинирани на черни въглища	488	1 392	154	29	53	0.038	0.031	0.031	0.031	235	190.96
Кондензи на лигнити	3040	12 144	2 658	308	100	0.720	0.333	0.333	0.333	3 067	288.54
Комбинирани на лигнити	335	1 999	461	46	18	0.228	0.094	0.094	0.094	525	305.75
Газови комбинирани	907	2 354	105	31	33	0.044	0.003	0.003	0.003	168	78.54
Общо	6140	21 029	3 518	481	272	1.142	0.549	0.549	-8	4 406	
Средно претеглено											237.04

Табл. 3.11. Външни разходи при здравеопазването, причинени от очакваните производства на електроенергия в електроцентралите на органични горива през 2010 г.

Електроцентрали	Инст. мощност МВт	Производство бруто ГВтч	Здравни разходи от отделните замърсители						Общи здравни разходи млн. евро	Здравна цена евро/ МВтч	
			SO ₂	CO ₂	NOx	PM 2.5	PM едри	NH ₃			
			млн. евро	млн. евро	млн. евро	млн. евро	млн. евро	млн. евро			
Кондензи на черни въглища	1 160	3 148	140	68	69	0.106	0.076	0.076	0.076	278	96.70
Комбинирани на черни въглища	470	2 010	174	45	61	0.060	0.041	0.041	0.041	282	133.44
Кондензи на лигнити	3674	13 366	598	338	108	0.753	0.275	0.275	0.275	1 044	105.04
Комбинирани на лигнити	255	1 248	275	27	10	0.137	0.065	0.065	0.065	312	292.42
Газови комбинирани	761	2 707	120	30	40	0.021	0.000	0.000	0.000	190	77.15
Общо	6320	24 878	1 309	508	288	1.075	0.457	0.457	-9	2 265	
Средно претеглено											110.07

Табл. 3.12. Външни разходи при здравеопазването от очакваните производства на електроенергия в електроцентралите на органични горива през 2015 г.

	Инст. мощност МВт	Производство бруто ГВтч	Здравни разходи от отделните замърсители						Общи здравни разходи		Здравна цена евро/МВтч	
			SO ₂	CO ₂	NOx	PM 2.5	PM едри	NH ₃	NM VOC	млн. евро		млн. евро
Кондензни на черни въглища	1 270	3 687	163	79	89	0.126	0.090		331	98.39		
Комбиниран на черни въглища	350	1 305	164	27	59	0.033	0.023		251	217.47		
Кондензни на лигнити	3554	16 250	602	411	137	0.845	0.293		1 151	80.84		
Комбиниран на лигнити	255	1 248	286	27	11	0.137	0.065		325	304.03		
Газови комбинирани	861	3 080	135	32	49	0.019	0.000		217	77.28		
Общо	6290	25 569	1 351	575	346	1.159	0.471	172	2 436	-9		
Средно претеглено										107.68		

Табл. 3.13. Външни разходи при здравеопазването от очакваните производства на електроенергия в електроцентралите на органични горива през 2020 г.

	Инст. мощност МВт	Производство бруто ГВтч	Здравни разходи от отделните замърсители						Общи здравни разходи		Здравна цена евро/МВтч	
			SO ₂	CO ₂	NOx	PM 2.5	PM едри	NH ₃	NM VOC	млн. евро		млн. евро
Кондензни на черни въглища	1 270	3 658	117	57	64	0	0		238	98.22		
Комбиниран на черни въглища	350	1 035	119	22	44	0	0		185	202.11		
Кондензни на лигнити	3554	16 250	550	410	139	1	0		1 100	77.24		
Комбиниран на лигнити	55	248	54	10	3	0	0		67	309.32		
Газови комбинирани	981	3 593	160	37	62	0	0		259	79.11		
Общо	6210	23 783	1 000	535	312	1	0	160	2 000	-9		
Средно претеглено										94.93		

Табл. 3.14. Външни разходи при здравеопазването от очакваните производства на електроенергия в електроцентралите на органични горива през 2030 г.

	Инст. мощност МВт	Производство бруто ГВтч	Здравни разходи от отделните замърсители						Общи здравни разходи		Здравна цена евро/МВтч	
			SO ₂	CO ₂	NOx	PM 2.5	PM едри	NH ₃	NM VOC	млн. евро		млн. евро
Кондензни на черни въглища	840	1 580	79	35	39	0.052	0.037		152	105.28		
Комбиниран на черни въглища	290	1 035	141	20	52	0.025	0.018		212	231.56		
Кондензни на лигнити	3389	15 375	529	388	130	0.790	0.274		1 049	77.85		
Комбиниран на лигнити	55	248	54	10	3	0.035	0.013		67	309.32		
Газови комбинирани	1 011	3 758	168	39	66	0.031	0.000		272	79.52		
Общо	5585	21 995	970	491	290	0.934	0.342	148	1 892	-8		
Средно претеглено										97.16		

В частност за различните емисионни показатели използвахме стойността на разходите в здравеопазването, предизвикани от един тон емисии, както е цитирано в таблица 3.9.

3.3. Обществени разходи при производството на електроенергия от органични горива

В следващите таблици от 3.15. до 3.19. представяме резултатите от оценките на обществените годишни разходи. Те са сума от явните и външните разходи за групите електроцентрали на различни органични горива (съществуващи за 2007 г., а за 2010, 2015, 2020 и 2030 г. – в съответствие с препоръчителния сценарий за България от първата част на книгата). Частното между обществените годишни разходи и нетно произведената електроенергия^{бел.р.} може да се нарече обществена цена на електроенергията. Освен цени по групите централи в таблиците посочваме и средно претеглените цени за всички електроцентрали на органични горива у нас (цена при еквивалентен производител).

Явните стойности на разходите и цените съответстват на посочените в таблици 3.1., 3.3., 3.4., 3.5. и 3.6.

Външните разходи и цени отчитат само разходите при увреждането на човешкото здраве (таблица 3.9.), причинени от емисиите на отделните замърсители, умножени по произведеното количество електроенергия в МВтч, показано в таблици 2.2.1. – 2.2.5. Разходите при увреждането на реколтата от земеделието, при увреждането на биоразнообразието, както и при увреждането върху строителните материали на построените сгради и съоръжения имат по-конкретен, местен характер. Тяхното пресмятане чрез наличните осреднени оценки от базата данни ExternE [32] - [34] може да доведе до грешна представа за размерността им. Поради това ние не сме ги оценили, но те следва да бъдат определени и съобразени в бъдещи разработки и изследвания.

Динамиката на изменение на явните, външните и обществените цени при еквивалентния производител на електроенергия от органични горива е илюстрирана на фигура 3.3.1.

Динамиката на изменение на явните, външните и обществените разходи при еквивалентния производител на електроенергия от органични горива е илюстрирана на фигура 3.3.2.

Заключения относно развитието на явните, външните и обществените разходи, свързани с електропроизводството от органични горива

Таблиците 3.15. – 3.19. и фигури 3.3.1. и 3.3.2. показват оцененото раз-

^{бел.р.} В таблиците фигурират брутните производства, но цените представляват отношението на сумата от разходите за разполагаемост и за електроенергия към нетната електроенергия.

Табл. 3.15. Явни, външни и обществени разходи за групите съществуващи електроцентрали на органични горива през 2007 г.

Електроцентрали	Инст. мощност	Производство бруто	Общи явни разходи	Обща цена за елен.	Общи здравни разходи	Здравна цена	Обществени разходи	Обществена цена нетна
	МВт							
Кондензни на черни въглища	1 370	3 140	111	31.93	277	96.63	388	135.43
Комбинирани на черни въглища	488	1 392	57	46.70	235	190.96	292	237.61
Кондензни на лигнити	3040	12 144	426	35.58	3 067	288.54	3 494	328.63
Комбинирани на лигнити	335	1 999	95	55.39	525	305.75	620	361.15
Газови комбинирани	907	2 354	112	52.38	168	78.54	280	130.92
Общо	6140	21 029	802		4 406		5 208	
Средно претеглена (нетна)				43.15		237.04		280.19

Табл. 3.16. Явни, външни и обществени разходи за групите електроцентрали на органични горива (препоръчителен сценарий 2010 г.)

Електроцентрали	Инст. мощност	Производство бруто	Общи явни разходи	Обща цена за елен.	Общи здравни разходи	Здравна цена	Обществени разходи	Обществена цена нетна
	МВт							
Кондензни на черни въглища	1 160	3 148	131	42.35	278	96.70	409	142.20
Комбинирани на черни въглища	470	1 010	142	80.36	282	133.44	425	200.70
Кондензни на лигнити	3674	13 366	585	39.23	1 044	105.04	1 629	359.89
Комбинирани на лигнити	255	1 248	71	66.47	312	292.42	383	359.00
Газови комбинирани	761	2 707	169	68.66	190	77.15	359	145.81
Общо	6320	24 878	1 098		2 265		3 363	
Средно претеглена (нетна)				53.38		110.07		163.45

Табл. 3.17. Явни, външни и обществени разходи за групите електроцентрали на органични горива (препоръчителен сценарий 2015 г.)

Електроцентрали	Инст. мощност	Производство бруто	Общи явни разходи	Обща цена за елен.	Общи здравни разходи	Здравна цена	Обществени разходи	Обществена цена нетна
	МВт							
Кондензни на черни въглища	1 270	3 687	174	44.21	331	98.39	505	150.03
Комбиниран на черни въглища	350	1 305	62	51.09	251	217.47	312	270.90
Кондензни на лигнити	3554	16 250	769	42.27	1 151	80.84	1 920	134.82
Комбиниран на лигнити	255	1 248	78	72.85	325	304.03	403	377.00
Газови комбинирани	861	3 080	262	93.57	217	77.28	479	170.85
Общо	6290	25 569	1 344		2 436		3 780	
Средно претеглена (нетна)				59.40		107.68		167.08

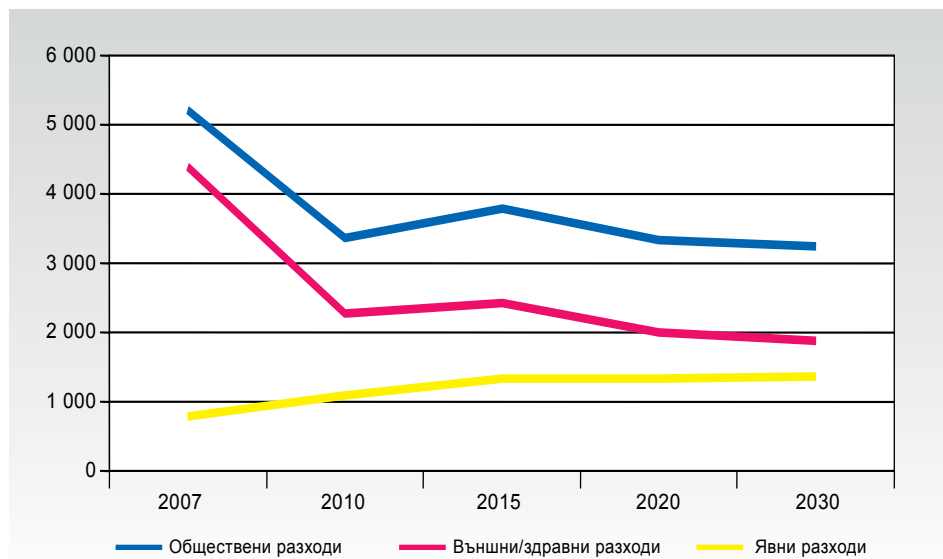
Табл. 3.18. Явни, външни и обществени разходи за групите електроцентрали на органични горива (препоръчителен сценарий 2020 г.)

Електроцентрали	Инст. мощност	Производство бруто	Общи явни разходи	Обща цена за елен.	Общи здравни разходи	Здравна цена	Обществени разходи	Обществена цена нетна
	МВт							
Кондензни на черни въглища	1 270	2 658	146	46.54	238	98.22	384	158.25
Комбиниран на черни въглища	350	1 035	51	52.14	185	202.11	235	257.44
Кондензни на лигнити	3554	16 250	825	45.12	1 100	77.24	1 925	135.19
Комбиниран на лигнити	55	248	20	90.95	67	309.32	87	400.27
Газови комбинирани	981	3 593	305	93.24	259	79.11	563	172.35
Общо	6210	23 783	1 346		2 000		3 345	
Средно претеглена (нетна)				63.89		94.93		158.82

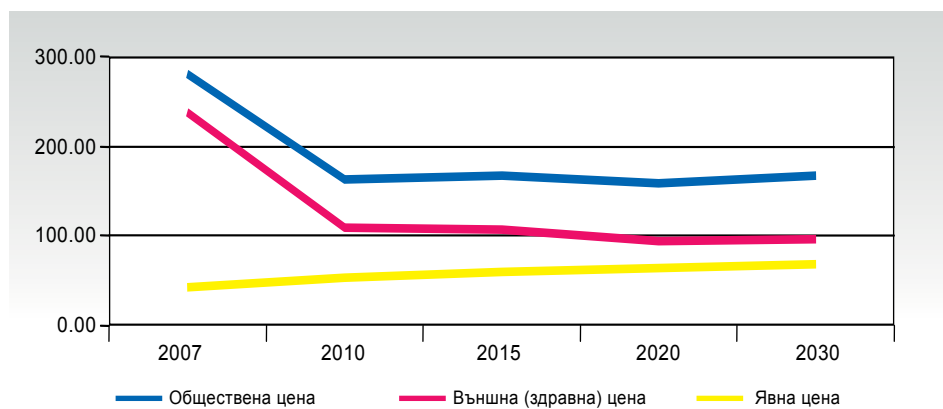
Табл. 3.19. Явни, външни и обществени разходи за групите електроцентрали на органични горива (препоръчителен сценарий 2030 г.)

Електроцентрали	Инст. мощност	Производство бруто	Общи явни разходи	Обща цена за елен.	Общи здравни разходи	Здравна цена	Обществени разходи	Обществена цена нетна
	МВт							
Кондензни на черни въглища	840	1 580	96	49.64	152	105.28	249	171.93
Комбиниран на черни въглища	290	1 035	55	52.15	212	231.56	267	291.15
Кондензни на лигнити	3389	15 375	860	49.45	1 049	77.85	1 909	141.68
Комбиниран на лигнити	55	248	20	90.95	67	309.32	87	400.27
Газови комбинирани	101	3 758	318	92.93	272	79.52	590	172.45
Общо	5585	21 995	1 349		1 892		3 240	
Средно претеглена (нетна)				69.25		97.16		166.42

Фиг. 3.3.1. Динамика на явните, външните и обществените разходи за електроенергия от органични горива, млн. евро



Фиг. 3.3.2. Динамика на явната, външната и обществената цена на електроенергия от органични горива, евро/МВтч



витие на явните, външните и обществените разходи, както и на съответните цени при еквивалентния производител на електроенергия от органични горива в България през 2007, 2010, 2015, 2020 и 2030 г. (за препоръчителния сценарий за развитие, предложен в първата част от книгата).

Резултатите за остойностяване на разходите при производство на електроенергия от източномаришки лигнити (етап „работа“ от жизнения цикъл на националния пример) и останалите централи на органични горива са показателни както за методиката на проекта CASES, така и за оценяване влиянието на сероочистващите инсталации, изградени в електроцентралите, захранвани от „Мини Марица-изток“.

- Под влияние на инвестициите, вложени за модернизране или изграждане на мощности, инфлационните фактори и динамиката на цените на горивата, явната средно претеглена цена от 43.15 евро/МВтч през 2007 г. нараства до 69.25 евро/МВтч през 2030 г. (1.6 пъти).

- В резултат от въвеждането на сероочистващите инсталации и подобренията на прахоулавящите системи външните цени намаляват от 237.04 евро/МВтч през 2007 г. до 97.16 евро/МВтч през 2030 г. (2.44 пъти).

Обществените цени от 280.19 евро/МВтч през 2007 г. намаляват и се колебаят на ниво 159–166 евро/МВтч в зависимост от структурата на участващите електроцентрали.

- Явните годишни разходи от ниво 802 млн. евро нарастват до 1 млрд. и 344 млн. евро през 2015 г. и се задържат на това ниво поради постепенното намаляване на дела на електроенергията от органични горива въпреки нарастването на явните цени.

- Външните годишни разходи намаляват от 4 млрд. и 406 млн. евро през 2007 до и под ниво от 2 млрд. евро поради въвеждането на пречиствателните технологии и намаляване дела на производството на електроенергия от органични горива.

В резултат на противонасочените тенденции на двете съставляващи обществените разходи намаляват от 5 млрд. и 208 млн. евро през 2007 г. на 3 млрд. и 240 млн. евро през 2030 г. (1.6 пъти). Намалението в размер на 1 млрд. и 968 млн. евро представлява ефектът от въвеждането на пречистващи инсталации и подобрена структура на електропроизводството в съответствие с препоръчителния сценарий.

Глава четвърта
**Остойностяване на явните и обществените разходи
на произвежданата електроенергия
от възобновяеми енергийни източници**

Обществените отношения за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници в Европейската общност се уреждат чрез Директива 2009/28/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 23 април 2009 г. Основното понятие в нея („енергия от възобновяеми източници“) означава енергия от възобновяеми неизкопаеми източници, а именно вятърна, слънчева, аеротермална, геотермална, хидротермална и океанска енергия, водноелектрическа енергия, биомаса, сметищен газ, газ от пречиствателни инсталации за отпадни води и биогазове.

Обществените отношения, свързани с електрическа, топлинна и/или енергия за охлаждане от възобновяеми и/или от алтернативни енергийни източници в България, както и биогорива и други възобновяеми горива в транспорта, се уреждат чрез Закона за възобновяемите и алтернативните енергийни източници и биогоривата. По смисъла на този закон:

„Възобновяеми енергийни източници“ са неизкопаеми енергийни източници, които съдържат слънчева, вятърна, водна и геотермална енергия, включително енергия на вълните и енергия на приливите и отливите, възобновяващи се без видимо изтощаване при използването им, както и отпадни топлини, енергия от биомаса и енергията от индустриални и битови отпадъци.

„Алтернативни енергийни източници“ са водород, отпадни продукти от технологични процеси и други.

„Биогорива“ са течни или газообразни горива за транспорта, произведени от биомаса. За биогорива се смятат продукти като „биоетанол“, „биодизел“, „биогаз“, „биометанол“, „бидиметилетер“, „биоетил-третичен-бутилетер“, „биометил-третичен-бутилетер“, „синтетични биогорива“, „биоводород“, „чисто растително масло“. Формите за предлагане на биогоривата са: „чисти“, „смеси“ и „производни на биогоривата“.

„Биомаса“ е биологично разграждаща се част от продукти, отпадъци и остатъци от селското стопанство, включително растителни, коркови или животински субстанции, от горското стопанство, от хранителната промишленост, както и биологично разградими фракции от индустриални или битови отпадъци, които могат да се използват като гориво, и отпадъци, използвани за гориво.

„Други възобновяеми горива“ са възобновяеми горива, различни от биогоривата, произведени от възобновяеми енергийни източници и използвани в транспорта.

„Електрическа енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници“ е електрическата енергия, произведена от съоръжения, използващи само възобновяеми енергийни източници, както и частта от електрическата енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници в смесени системи, използващи също и конвенционални енергийни източници, включително възобновяемо електричество за акумулиране, но без електричеството, произведено от акумулиране.

4.1. Описание на технологиите за производство на електроенергия от възобновяеми източници

4.1.1. Водни електроцентрали (ВЕЦ)

Един от най-старите методи за добиване на електроенергия е преобразуването на статичната и кинетичната енергия на водата в електрическа. Нашите деди не са мислили дали водната енергия е възобновяем източник или не. Сега това е основният възобновяем ресурс. Произведената електроенергия от обратимите помпено-акумулиращи агрегати не се счита за възобновяема, тъй като за акумулирането е използван друг източник.

В зависимост от природните дадености мощността на агрегатите варира от киловати до няколкостотин мегавата, а енергийната ефективност надвишава 80%. Въпреки че инвестиционните разходи могат да достигнат до 5850 евро/кВт, себестойността на електроенергията остава ниска.

През 2009 г. разполагаемите водноелектрически агрегати в България са с обща мощност 2 927 МВт, от които 1012 МВт обратими и 106 МВт на текущи води. От тях се очаква да бъде добита 3 560 000 МВтч електроенергия. Около 950 000 МВтч се очаква да бъде произведената електроенергия от обратими агрегати, която не се счита за произведена от възобновяеми източници. Най-големият дял на електроенергията от възобновяеми източници се пада на ВЕЦ, разположени под големите и комплексни язовири – около 2 345 000 МВтч. Те са собственост на държавата, която ги е поверила за стопанисване на НЕК ЕАД. Акумулираната в язовирите вода се използва комплексно: за водоснабдяване, за напояване, за воден транспорт, за рибовъдство и курорти. Освен електроенергия водните електроцентрали доставят спомагателни услуги: регулиране на напрежението, честотата и обменните мощности. Техническите характеристики на подязовирните ВЕЦ ги правят най-качествен доставчик на всички видове резерви и незаменим източник за възстановяване на частично или напълно погаснала електроенергийна система.

През последните години има повишен инвеститорски интерес към строителство на малки и средни ВЕЦ. Извадени са от забравата и проектите за използване хидропотенциала на река Дунав, но тяхната мащаб-

ност изисква сериозна преоценка.

Очакваното развитие на мощностите и годишните производства според препоръчителния сценарий е представено в таблица 2.14.

4.1.2. Вятърни електроцентрали (ВяЕЦ)

През последните 20 години строителството на вятърни електроцентрали е най-бързо развиващата се технология за електропроизводство в света. Започвайки първоначално с единични мощности от 20–30 кВт на основата на асинхронни генератори с фиксирана скорост, сега се строят синхронни агрегати с мощност от 2 до 5 МВт с модерни генериращи и управляващи устройства за синхронна работа с мрежата или за хранване на отделени товари. Най-разпространени са турбини с две или три перки на хоризонтална ос, окачени върху опора с височина 75–130 метра. Енергийната ефективност достига 45 до 53% при максимално възможно преобразуване на 59% от кинетичната енергия на вятъра (според закона на Betz). Поради ограничената площ за разполагане на вятърните електроцентрали на сушата все повече се развиват проекти за вятърни електроцентрали в морето. Те изискват почти двойно повече начални инвестиции, но използваемостта на тяхната инсталирана мощност достига до 4000 часа, докато средната използваемост на мощностите на сушата достига 2000–2500 часа. Очаква се в следващите няколко години единичната мощност да достигне 10 МВт.

В края на 2008 г. в България е имало 75 МВт вятърни мощности, присъединени към електрорезпределителните мрежи, и 36 МВт присъединени към електропреносната мрежа, които са произвели общо 120 ГВтч. Очакваното развитие на мощностите и годишните производства според препоръчителния сценарий е представено в таблица 2.14.

4.1.3. Слънчеви електроцентрали (СЕЦ)

Преобразуването на слънчевата енергия в електроенергия се извършва по различни технологии, две от които вече имат стопанско значение: пряко преобразуване на слънчевата радиация чрез фотоволтаични елементи и преобразуване на слънчевата енергия в топлинна, от която се произвежда електроенергия.

А) Фотоволтаичните преобразуватели на слънчевата радиация са полупроводникови клетки, които произвеждат постоянен ток под влияние на слънчевата радиация. Максималната мощност на една клетка варира от 50 до 250 W_p . Комбинираното свързване на клетките създава модули или системи от модули с мощност, достигаща до няколко мегавата. Според месторазположението такива системи обикновено са по фасадите или покривите на сградите, а напоследък придобиват разпространение електроцентрали, разположени на специално отредени тере-

ни по земната повърхност. Тези системи могат да хранват определени товари или да се свързват към мрежата чрез преобразуватели на постоянния ток в променлив.

При производството на фотоволтаични преобразуватели се прилагат различни полупроводникови материали, най-известните измежду които са два вида кристален силиций: единичен (sc) и многокристален (mc) силиций. Последният е най-разпространен и осигурява енергийна ефективност около 15%.

Фотоволтаичното произвеждане на електроенергия е по-скъпо от класическите технологии главно заради високата енергоемкост при производството на самите клетки и оттам високата им цена в контраст с малката енергийна ефективност на преобразуването и ограничената продължителност на слънцегреенето. Очаква се поевтиняване и развитие на фотоволтаичното производство в резултат от навлизането на нови материали и поевтинено производство на клетките в съчетание с подобряване на ефективността и удължаване на живота им.

През 2009 г. в България е имало около 4 МВт инсталирани фотоволтаични мощности, а очакваното производство от тях се оценява на около 2 МВтч. Очакваното развитие на мощностите и годишните производства според препоръчителния сценарий е представено в таблица 2.14.

Б) Слънчево-топлинното производство на електроенергия се прилага главно чрез четири различни технологии:

- Система от параболични корита за изпаряване на водата;
- Система с централен приемник;
- Системи от машини – чинии;
- Слънчево-въздушна кула.

Първите три системи преобразуват топлината от слънчевата радиация в пара, която след това произвежда електричество по класически начин с парни турбини. При четвъртата се изкачва въздух в резервоар върху кула, където въздухът се прегрява и след това се разширява през турбина, която върти генератор. Тези технологии са в стадии на прототипи или опитни изследвания. У нас не е известен проект на тяхна основа.

4.1.4. Биомасни електроцентрали (БЕЦ)

Производството на електроенергия от електроцентрали, изгарящи дървесина или други биопродукти, не е разгледано в проекта CAS-ES, но ние добавяме този вид технология поради нейната актуалност. Тя е предмет на Директива 2009/28/ЕО от 23 април 2009 г. за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници. Тя е разпространена в две разновидности: производство на електроенергия чрез двигатели, използващи биогазове или биодизел, и класически парен цикъл, парата в който се добива в котли, изгарящи биомаса.

У нас общо инсталираните мощности за производство на електроенергия от биомаса през 2009 г. се оценяват на около 2 МВт, от които се очаква да произведат около 9000 МВтч. Очакваното развитие на мощностите и годишните производства според препоръчителния сценарий е представено в таблица 2.14.

4.1.5. Производство на електроенергия чрез горивни клетки

В проекта CASES производството на електроенергия от горивни клетки е включено към възобновяемите източници на електроенергия, но ние се въздържаеме от разглеждането тук поради следните условия:

- Горивната клетка е източник едновременно на топлинна и електроенергия, така че се отнася към комбинираните производства;
- Горивната клетка може да се разглежда като възобновяем източник само когато прилага биогаз или водород, или друг газ, добит чрез възобновяем първоизточник;
- Горивните клетки все още не са придобили масово търговско значение.

4.2. Остойностяване на явните разходи при производството на електроенергия от възобновяеми източници

В допълнение на изложената в трета глава обща схема за остойностяване на явните разходи тук привеждаме накратко особеностите при пресмятане на явните разходи при всеки конкретен вид технология за електродобив от възобновяеми източници.

Производствените разходи за добиване на единица електроенергия от възобновяеми източници са малки заради безплатния първичен енергиен източник, но инвестиционните разходи за единица инсталирана мощност са по-високи в сравнение с електроцентралите на изкопаеми горива. Освен това с изключение на водните останалите електроцентрали от възобновяеми източници имат кратък живот – максимум 30 години, а часовата използваемост на инсталираната им мощност е много по-малка, отколкото на атомните или въглищните електроцентрали. Поради това като правило себестойността на един киловатчас от възобновяем източник е по-голяма от себестойността при конвенционалните. Свободната конкуренция, основана само на явни цени, дава предимства на изкопаемите източници. Поради тяхната изчерпаемост и уврежданията върху природата и здравето човекът е принуден да стимулира производителите на електроенергия от възобновяеми източници или да санкционира производителите на електроенергия от изкопаеми горива, които причиняват големи външни разходи, или да прилага комбинация от двете политики.

По аналогия на много европейски страни нашият законодател е определил прилагане на преференциални цени за производителите на електроенергия от възобновяеми източници. Смисълът на една преференциална цена може да бъде различен: i) да подпомогне възстановяването на разходите на производител на зелена енергия, чиято себестойност е по-висока от цената на конкурентите; ii) да намали риска от колебанията на пазарните цени; iii) да стимулира бързо възстановяване на инвестициите за отделни видове зелена електроенергия, а чрез това – реинвестиране в нови мощности и бързо развитие на това производство; iv) да стимулира научни изследвания, създаване на технологичен и производствен потенциал за развитие на отделни видове технологии и пр.

За разлика от термичните централи прилаганите от българския регулаторен орган норми на възвръщаемост на капитала за производство на електроенергия от възобновяемите източници съвпадат с приетите в Европейската общност стойности между 5% и 10%, но това е без значение при необичайната българска система за преференциално ценообразуване. Тази система е регламентирана в Закона за възобновяемите и алтернативните енергийни източници и биогоривата с презумпцията да бъде общественополезна, но вместо това тя е източник на неоснователни доходи за едни производители за сметка на неоправдано повишаване на цените при крайните потребители.

Например чл. 16 (2) и чл. 21 (1) от този закон внасят неравнопоставеност между производителите на електроенергия от възобновяеми източници, като не разрешават преференциалната цена да се прилага за електроенергията, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност над 10 МВт. Сякаш тази електроенергия не е от възобновяем източник. За да компенсира тази неравнопоставеност, ДКЕВР определя цените на електрическата енергия, по които ВЕЦ с инсталирана мощност над 10 МВт продават електрическа енергия чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“, без да употребява понятието „преференциална“, за да избегне явен конфликт със закона. Но това касае само частните ВЕЦ. Държавният регулатор не определя, нито регулира цените от държавните ВЕЦ, камо ли да им даде съгласие да прилагат същия висок размер на „не преференциална, регулирана“ цена. Такова неравнопоставяне няма друго обяснение освен познатата схема от много други сектори: планирано „източване“, „самофалиране“ и последващо „приватизиране“. Крайно време е държавата да защити интереса си като такава.

Освен това чл. 21 (2) от същия закон не обвързва преференциалната цена с преференциална норма на възвръщаемост, а с една величина, която няма определена икономическа взаимоотношеност с разходите

на производителя (80% от средната цена, по която обществените или крайните снабдители са закупували електроенергията си през предходната година). Текстът от закона противоречи на основните методи за регулиране на цените в чл. 4 от Наредбата за регулиране цените на електроенергията. На практика държавният регулатор тръгва по обратен път; най-напред определя преференциалната цена, после от нея изважда въпросните 80% и получава размера на добавката, без да е дефинирана целта на преференцията.

4.2.1. Явни разходи и цени при производство на електроенергия от ВЕЦ

От гледна точка на ценообразуването у нас до тази година се разграничаваха две групи ВЕЦ с регулирани цени за продажба на електроенергия от ВЕЦ към обществения доставчик или крайните снабдители: i) ВЕЦ с инсталирана мощност до 10 МВт и ii) ВЕЦ с по-голяма инсталирана мощност. Последните през 2002–2003 г. бяха разграничавани според вида на изравнителя, но впоследствие това отделяне отпадна и сега се определя отделна цена за всички частни ВЕЦ или каскади от ВЕЦ. От тази година се появяват две нови разновидности: i) нисконапорни, руслови ВЕЦ с инсталирана мощност до 5 МВт и ii) нисконапорни осови ВЕЦ с инсталирана мощност също до 5 МВт. Електроенергията, произведена от ВЕЦ на НЕК ЕАД, няма определена цена.

Обратно на обясненото в раздел 3.1.1. декапитализиране на термичните електроцентрали, водните централи на НЕК ЕАД бяха систематично обновявани и модернизирани. Това доведе до подобряване на производителността и техническите им характеристики, съчетано с възстановяване стойността на активите. Как повлия този процес върху явните разходи за електроенергия от тези централи, не се знае, защото, както бе споменато, отделно ценообразуване за тях не се извършва. Стародавната практика за смесване на разходите за ВЕЦ и ПАВЕЦ на НЕК ЕАД с разходите за мрежата и останалите дейности следва да се измени, за да се разграничават разходите при производството на електроенергия от разходите при преноса и търговията с електроенергия.

Междувременно всички ВЕЦ на текущи води бяха приватизирани и само малка част от тях не е модернизирани. Бяха построени много нови малки и средни ВЕЦ, които ползват преференциални цени, както и съществуващите дотогава. Развитие на преференциалните цени на тези ВЕЦ, основавано на решенията на ДКВЕР, може да се проследи в таблица 4.2.1., която е илюстрирана на фигура 4.2.1. На пръв поглед изглежда логично цените на електроенергията от големите ВЕЦ да са по-ниски заради по-голямата им ефективност. Но в действителност тези цени означават, че голямата капиталова съставка за стойността на из-

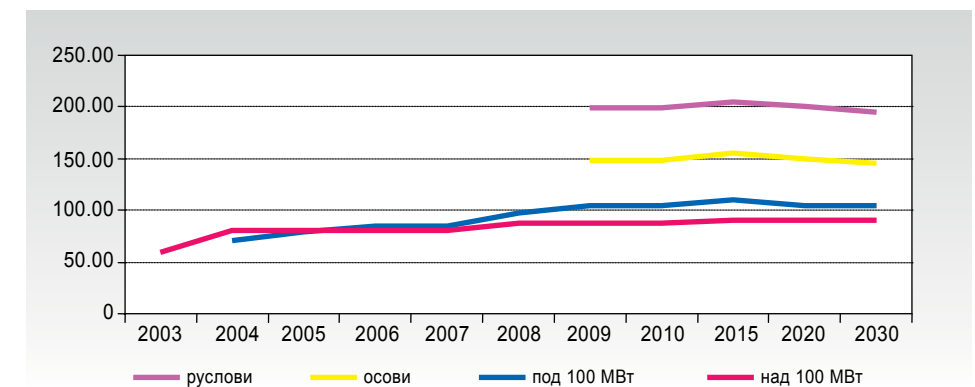
равнителите не е оценена по актуализирана стойност. Подобни въпроси у читателя имат обяснение в казаната липса на държавна цел при определянето на преференциалните цени.

В таблиците са представени и очакваните от нас прогнозни преференциални цени на електроенергията от тези ВЕЦ. Ние приемаме, че при влизането в Евророната ще има малко повишаване на цените, след което конкурентният натиск ще допринесе за известно снижаване на преференциалните цени. Ако то не се състои, при повишения дял на електроенергията от ВЕИ цените при крайните потребители ще достигнат непосилни нива за мнозинството в най-бедната европейска страна.

Табл. 4.2.1. Развитие на преференциалните и регулираните цени на електроенергия от ВЕЦ, лв./МВтч

Видове ВЕЦ с преф. и регулирани цени	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2030
нисконапорни руслови до 5 МВт							199	199	205	200	195
нисконапорни осови до 5 МВт							149	149	155	150	145
под 10 МВт		70.24	79.44	85.19	85.20	97.12	105	105	110	105	105
над 10 МВт	60.00	80.00	80.00	80.00	80.00	87.00	87.00	87.00	90.00	90.00	90.00

Фиг. 4.2.1. Развитие на преференциалните и регулираните цени на електроенергията от ВЕЦ, лв./МВтч



Тъй като за електроенергията от големите ВЕЦ няма нито регулирани, нито пазарни цени, би следвало явните цени да се определят от разходите на НЕК за добив на тази електроенергия. Тези разходи обаче не са публично известни. За да не остане по-голямата част от електроенергията от въз-

обновяеми източници не оценена, в тази книга прилагаме опростен подход. Приемаме, че електроенергията от големите ВЕЦ е имала себестойност колкото регулираната цена за електроенергия от ВЕЦ с инсталирана мощност над 10 МВт. За отправната 2009 г. това допускане не дава голяма разлика в общата стойност на явните разходи. През следващите години вероятно част от електроенергията от големите ВЕЦ ще се продава по свободно формирана цена за балансираща електроенергия, което ще донесе увеличаване на приходите, но няма да се отрази на производствените разходи. Така че същото допускане може да се приложи за съответните цени и за оценките на явните разходи през 2010, 2015, 2020 и 2030 г.

Остойността на явните разходи при производството на електроенергия от малките ВЕЦ е извършено въз основа на претеглени преференциални цени за продажба на електроенергия от различните видове електроцентрали до 10 МВт. Припомняме, че това не са себестойностите, нито пазарните цени на тази електроенергия, а само цената при съответния производител, към която се наслагват останалите съставки на общата цена при крайните потребители. Тези цени не включват в себе си данък добавена стойност.

4.2.2. Явни разходи и цени при производство на електроенергия от вятърни електроцентрали

Остойността на явните разходи при производството на електроенергия от ВяЕЦ е извършено въз основа на определяните от ДКЕВР преференциални цени за продажба на електроенергия от ВяЕЦ към обществения доставчик или крайните снабдители. От гледна точка на ценообразуването до тази година се разграничаваха две групи ВяЕЦ с регулирани цени: i) ВяЕЦ с инсталирана мощност над 800 кВт и с часова използваемост на тази мощност до 2250 часа и ii) ВяЕЦ с инсталирана мощност над 800 кВт и с часова използваемост на тази мощност над 2250 часа. През 2008 г. тази класификация бе допълнена с още една разновидност: ВяЕЦ с инсталирана мощност под 800 кВт с асинхронен генератор с кафезен ротор.

В ранните години на ценообразуване в европейските страни, в това число и в проекта CASES, при пресмятане на явните цени от ВяЕЦ към инвестиционните и производствените разходи се добавяха и цени за заместващи източници, тъй като колебанията на вятъра предизвиква колебания на отдаваната мощност и енергия, а това налагаше увеличаване на резервиращите и регулиращи мощности. Това не равнопоставяше производителите на вятърна електроенергия с останалите. Например водните електроцентрали на течащи води също имат нежелани колебания. Атомните електроцентрали пък не могат да следят измененията на електропотреблението и това налага строителство на големи помпено-акumu-

лиращи електроцентрали, но никой досега не е отнасял разходите за тези централи към производителите на атомна електроенергия. След така нареченото либерализиране на електроенергийния пазар регулиращите и заместващите мощности в европейските страни се предоставят на същия пазарен принцип, както електроенергията, само че на отделни подпазари: за спомагателни услуги и за балансираща енергия. Освен това през последните една-две години се установиха две значими явления: i) поради различните фази на колебанията на мощностите в отделните райони, при голямото териториално разпространение на вятърните електроцентрали, максималните колебания на общата мощност са по-малки, отколкото сумата на максималните колебания на мощностите в отделните райони и ii) вятърните агрегати бяха усъвършенствани и вече могат да регулират отдаваната активна и реактивна мощност с не по-лошо качество, отколкото термичните. Разбира се, това внася известно оскъпяване заради повишените инвестиционни разходи за технически усъвършенствания и намаляване на производството заради пропуснатата енергия, но за сметка на това отменя необходимостта от увеличаване на регулиращите и заместващите мощности, построени на други първични енергоизточници. Ето защо считаме за правилна позицията на българския регулиращ орган да не оскъпява електроенергията от вятърните електроцентрали заради допълнителни регулиращи и заместващи мощности.

Отделна задача е остойността и справедливото отнасяне на разходите за разширяване на електропреносната или електроразпределителните мрежи, предизвикано от необходимостта за присъединяване на вятърните електроцентрали. Например строителството на електрическа подстанция 400/110 кВ и няколко нови електропровода 110 кВ в Североизточна България е един от най-спешните и големи проблеми за развитието на нашата електропреносна мрежа. У нас е приет принципът, че всички крайни потребители следва да приемат разходите за таква развитие, пропорционално на потребяваната от тях електроенергия. Като междинен инструмент за събиране на тези разходи служи цената за пренасяне на електроенергията. Ето защо при остойността на явните разходи от вятърна електроенергия не се предвиждат отделни разходи за заместващи мощности или развитие на мрежата, с изключение на собствените електрически уредби на производителите на вятърна енергия.

Развитието на преференциалните цени на тези групи вятърни електроцентрали може да се проследи в таблица 4.2.2., която е илюстрирана на фигура 4.2.2. Там са представени и очакваните от нас прогнозни цени на електроенергията от тези ВяЕЦ. Интензивното развитие на този вид технология ще измени посочените инерционни прогнози, тъй като съществуващите агрегати втора употреба ще бъдат заменени с нови, а но-

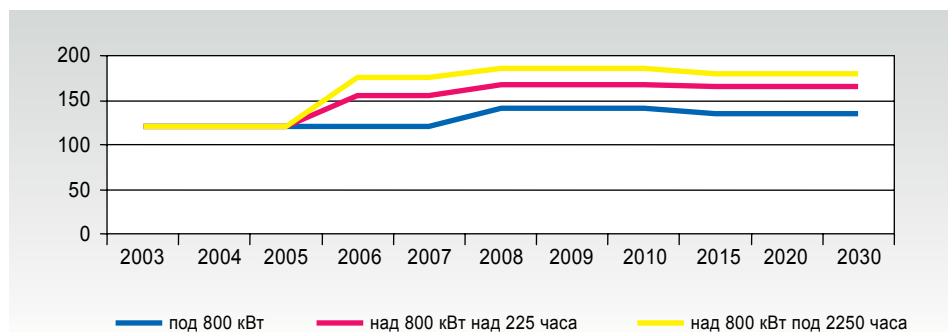
Част втора

вите паркове ще бъдат инсталирани с модерни европейски, американски и японски агрегати с по-големи единични мощности. Не е изключена скорошната поява на конкуриращи китайски агрегати, въпреки че пазарът в тази огромна страна е приоритетен и необятен.

Табл. 4.2.2. Развитие на преференциалните цени на електроенергия от ВяЕЦ, лв./МВтч

Видове ВяЕЦ	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2030
над 800 кВт до 2250 часа	120	120	120	175	175	186	186	186	180	180	180
над 800 кВт над 2250 часа	120	120	120	156	156	168	168	168	165	165	165
под 800 кВт с асинхр. ген. и кафезен ротор	120	120	120	120	120	140	140	140	135	135	135

Фиг. 4.2.2. Развитие на преференциалните цени на електроенергия от ВяЕЦ, лв./МВтч



4.2.3. Явни разходи и цени при производство на електроенергия от биомасните електроцентрали

Остойносттаването на явните разходи при производството на електроенергия от биомасни източници (БЕЦ) е извършено въз основа на определяните от ДКЕВР преференциални цени за продажба на електроенергия от БЕЦ към обществения доставчик или крайните снабдители. От гледна точка на ценообразуването у нас такива електроцентрали започнаха да се регистрират през 2007 г. Тогава се разграничаваха три групи БЕЦ с регулирани цени: i) БЕЦ на отпадна дървесина до 5 МВт, ii) БЕЦ на земеделски отпадъци до 5 МВт и iii) БЕЦ на енергийни култури до 5 МВт. През 2009 г. тази класификация бе допълнена с още девет разновидности: БЕЦ на растителни или животински субстанции до 150 кВт, БЕЦ на растителни или

Обществена цена на електроенергията от органични горива и ВЕИ

животински субстанции над 150 кВт до 500 кВт, БЕЦ на растителни или животински субстанции над 500 кВт до 5 МВт, БЕЦ на битови отпадъци до 150 кВт, БЕЦ на битови отпадъци над 150 кВт до 500 кВт, БЕЦ на битови отпадъци над 500 кВт до 5 МВт, БЕЦ на битови водо-канални отпадъци до 150 кВт, БЕЦ на битови водо-канални отпадъци над 150 кВт до 500 кВт, БЕЦ на битови водо-канални отпадъци над 500 кВт.

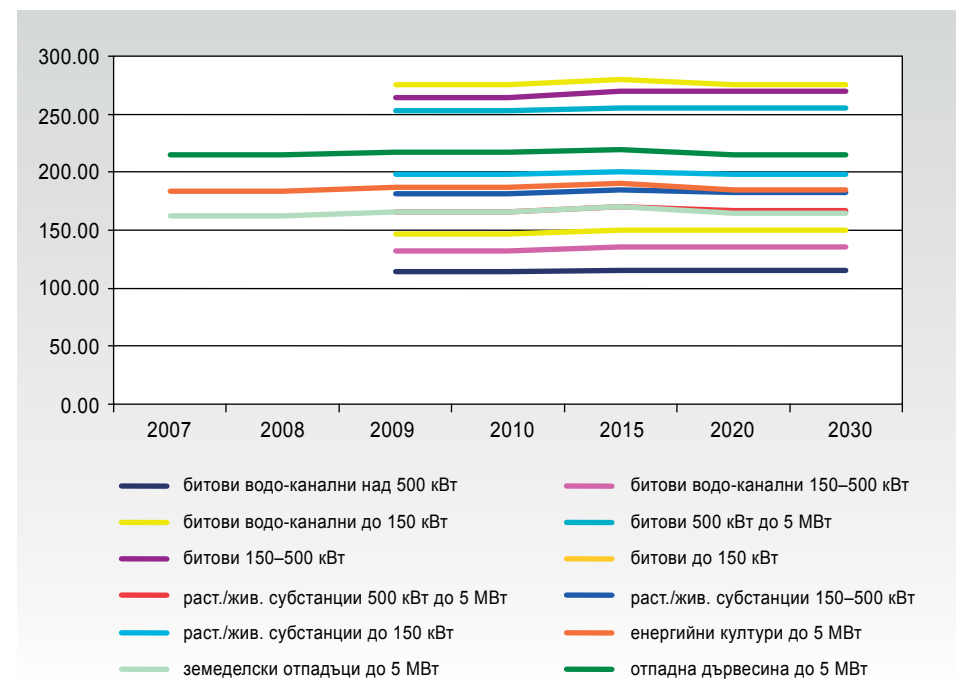
При остойносттаването на явните разходи от биомасна електроенергия също не се предвиждат отделни разходи за заместващи мощности или за развитие на мрежата с изключение на собствените електрически уредби на производителите.

Развитието на преференциалните цени на биомасните електроцентрали може да се проследи в таблица 4.2.3., която е илюстрирана на фигура 4.2.3. Там са представени и очакваните от нас прогнозни цени на електроенергията от тези БЕЦ. Развитието на този вид технологии може да измени посочените инерционни прогнози, но в неособено големи размери.

Табл. 4.2.3. Развитие на преференциалните цени на електроенергия от БЕЦ, лв./МВтч

Видове БЕЦ от:	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2030
отпадна дървесина до 5 МВт	215.00	215.00	217.00	217.00	219.00	215.00	215.00
земеделски отпадъци до 5 МВт	162.00	162.00	166.00	166.00	170.00	165.00	165.00
енергийни култури до 5 МВт	184.00	184.00	187.00	187.00	190.00	185.00	185.00
растителни или животински субстанции до 150 кВт			197.90	197.90	200.00	198.00	198.00
растителни или животински субстанции 150-500 кВт			181.60	181.60	185.00	182.00	182.00
растителни или животински субстанции 500-5000 кВт			165.30	165.30	170.00	167.00	167.00
битови отпадъци до 150 кВт			275.00	275.00	280.00	275.00	275.00
битови отпадъци 150 - 500 кВт			264.00	264.00	270.00	270.00	270.00
битови отпадъци над 500 до 5 000 кВт			253.00	253.00	255.00	255.00	255.00
битови водо-канални отпадъци до 150 кВт			147.00	147.00	150.00	150.00	150.00
битови водо-канални отпадъци 150-500 кВт			132.00	132.00	135.00	135.00	135.00
битови водо-канални отпадъци над 500 кВт			114.00	114.00	115.00	115.00	115.00

Фиг. 4.2.3. Развитие на преференциалните цени на електроенергия от БЕЦ, лв./МВтч



4.2.4. Явни разходи и цени при производство на електроенергия от фотоволтаични електроцентрали

Остойността на явните разходи при производството на електроенергия от слънчевата радиация чрез фотоволтаични преобразуватели (ФЕЦ) е извършено въз основа на определяните от ДКЕВР преференциални цени за продажба на електроенергия от ФЕЦ към обществения доставчик или крайните снабдители. За първи път през 2006 г. у нас бяха определени цени на два вида фотоволтаични електроцентрали: i) фотоволтаични централи с инсталирана мощност до 5 кВт и ii) фотоволтаични централи с инсталирана мощност над 5 кВт. В близко бъдеще ще се появят разновидности по място на монтаж: върху покриви и фасади и на специално отредени терени.

При остойността на явните разходи за електроенергия от фотоволтаични електроцентрали също не се предвиждат отделни разходи за заместващи мощности или за развитие на мрежата, с изключение на собствените електрически уредби на производителите.

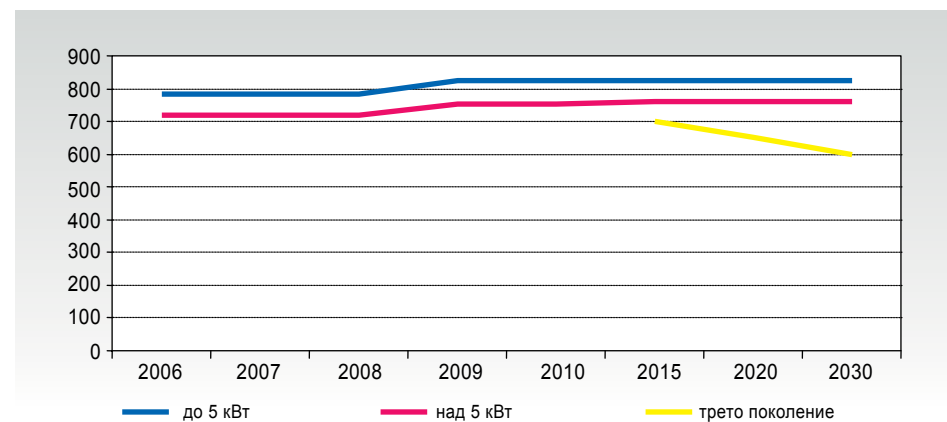
Развитието на преференциалните цени на фотоволтаичните електроцентрали може да се проследи в таблица 4.2.4., която е илюстрирана

на фигура 4.2.4. Там са представени и очакваните от нас прогнозни цени на електроенергията от тези ФЕЦ. Развитието на този вид технологии може да измени съществено посочените инерционни прогнози, защото се очаква преминаване към трето поколение фотоволтаици, което, от една страна, да поевтини производството на клетките, а от друга, да повиши ефективността с около 5%.

Табл. 4.2.4. Развитие на преференциалните цени на електроенергия от ФЕЦ, лв./МВтч

Видове ФЕЦ	2006	2007	2008	2009	2 010	2015	2020	2030
ФЕЦ до 5 кВт	782	782	782	823	823	825	825	825
ФЕЦ над 5 кВт	718	718	718	755	755	760	760	760
ФЕЦ III поколение						700	650	600

Фиг. 4.2.4. Развитие на преференциалните цени на електроенергия от ФЕЦ, лв./МВтч



4.3. Остойността на външните разходи при производството на електроенергия от възобновяеми източници

4.3.1. Външните разходи при производството на електроенергия от ВЕЦ се състоят предимно от разходи заради увреждане на човешкото здраве и околната среда. Основната част от тези разходи се създават по време на строителството. Припомняме, че към тях се отнасят само невключените в себестойността на електроенергията разходи към трети лица. Към тях спадат и дължимите компенсации от щети и вреди при го-

леми инциденти (например аварии с разрушаване на язовирни стени). Едновременно с външните разходи строителството на ВЕЦ създава и външни приходи. Например след влизането в експлоатация язовирите стават прекрасно място за отдих, риболов, спорт, воден транспорт. Тогава салдото на външните приходи и разходите може да бъде положително. За илюстративните цели в тази книга ползвахме наличните в [35] външни разходи за единица произведена електроенергия за два типа ВЕЦ: малки ВЕЦ на текущи води и ВЕЦ с изравнителни. Те имат незначително малка стойност от 0.03, съответно 0.05 евроцента на киловатчас. Получените оценки са показани в таблици 4.4.1. – 4.4.5. и илюстрирани на фигури 4.4.1. и 4.4.2.

4.3.2. Външните разходи при производството на електроенергия от ВяЕЦ имат не по-проста природа, отколкото при ВЕЦ. Външните разходи при фазата на производство на вятърните агрегати са предмет на оценка в други страни, тъй като за България агрегатите са вносни. Предизвиканият шум, влошен изглед, нарушаване на екологичното равновесие и другите ефекти са подобни на тези в останалите страни, така че за илюстративните цели в тази книга ползвахме наличните в [35] външни разходи за единица произведена електроенергия за два типа ВяЕЦ: ВяЕЦ на сушата и ВяЕЦ в крайбрежните водни ивици. Тяхната стойност е също много малка – 0.06, съответно 0.05 евроцента на киловатчас. Получените оценки са показани в таблици 4.4.1. – 4.4.5. и са илюстрирани на фигури 4.4.1. и 4.4.2.

4.3.3. Външните разходи при производството на електроенергия от биомасни електроцентрали имат още по-разнообразен характер поради голямата разновидност на отделните технологии и различното разположение на съоръженията. Тъй като липсват подробни анализи за всяка технология, ние осреднихме наличните в [35] външни разходи за единица произведена електроенергия за два типа БЕЦ: от изгаряне на слама и от изгаряне на дървесни отпадъци. Поради значителните емисии на амониак, азотни окиси и други замърсители стойността на здравните разходи за електроенергията от биомаса достига един евроцент на киловатчас. Получените оценки са показани в таблици 4.4.1. – 4.4.5. и са илюстрирани на фигури 4.4.1. и 4.4.2.

4.3.4 Външните разходи при производството на електроенергия от фотоволтаични електроцентрали имат разновидности според размерите на електроцентралите и мястото на разполагане на клетъчните панели. Ние използвахме единствените налични в [35] външни разходи за единица произведена електроенергия от ФЕЦ, които са на стойност 0.55 евроцента на киловатчас. Получените оценки са показани в таблици 4.4.1. – 4.4.5. и са илюстрирани на фигури 4.4.1. и 4.4.2.

Представените оценки на външните разходи при производство на електроенергия от възобновяеми източници обхващат общите резултати през всички фази: строителство, работа, демонтаж и разчистване на площадката само за влиянието върху човешкото здраве на всички видове емисии. В [35] има посочени разходи при увреждането на реколтата от земеделието, при увреждането на биоразнообразието, както и при увреждането върху строителните материали и съоръжения. Тяхната стойност е много малка и не изменя представените тук оценки, но не бива да се забравя, че те имат по-конкретен, местен характер. Тяхното пресмятане изисква целенасочени национални изследвания.

Очевидна е необходимостта в бъдеще оценките за външните разходи не само от възобновяеми източници в България да бъдат поставени на истинска научна, правна и професионална основа, отчитащи националните природни и икономически дадености.

4.4. Остойността на обществените разходи при производството на електроенергия от възобновяеми източници

В таблици 4.4.1.–4.4.5. представяме също резултатите от оценките на обществените годишни разходи като сума от явните и външните разходи за групите електроцентрали на различни възобновяеми източници (съществуващи за 2009 г., а за 2010, 2015, 2020 и 2030 г. – в съответствие с препоръчителния сценарий за България от първата част на книгата). Частното между обществените годишни разходи и нетно произведената електроенергия може да се нарече обществена цена на електроенергията при еквивалентния производител на електроенергия от възобновяеми източници.^{бел.р.}

^{бел.р.} Поради доминиращия дял на регулираните пред здравните цени за електроенергия от възобновяеми източници и описаните по-горе допускания за цените на големите ВЕЦ авторите не отнасят разходите към нетните, а към брутните производства, така че посочените в таблиците обществени цени се отнасят за брутно произведената електроенергия. Процентната разлика между брутната и нетната цена е съизмерима с малкия процент на собствени нужди в електроцентралите от възобновяеми източници. При еквивалентния източник тя не надвишава един процент.

Част втора

Табл. 4.4.1. Явни, външни и обществени разходи и цени за групите съществуващи електроцентрали на възобновяеми източници през 2009 г.

Електроцентрали	Инст. мощност	Производство (бруто)	Цена за ел. енергия	Общи явни разходи	Здравна цена	Общи здравни разходи	Обществена цена за ел. ен.	Обществени разходи
	МВт	ГВтч	евро/МВтч	млн. евро	евро/МВтч	млн. евро	евро/МВтч	млн. евро
Малки ВЕЦ на текущи води	106	265	52.5	13.913	0.3	0.080	52.8	13.992
ВЕЦ с изравнители	1 809	2 345	43.5	102.008	0.5	1.173	44.0	103.180
Вятърни на суша	111	200	86.7	17.343	0.6	0.120	87.3	17.463
Вятърни извън сушата	0	0	84.0	0.000	0.5	0.000		0.000
Биомасни	2	9	93.5	0.842	10.0	0.090	103.5	0.932
Слънчеви	1	2	377.5	0.755	5.5	0.011	383.0	0.766
Общо	2 029	2 821		134.860		1.473		136.333
Средно претеглено			47.8		0.5		48.3	

Табл. 4.4.2. Явни, външни и обществени разходи и цени за групите съществуващи електроцентрали на възобновяеми източници през 2010 г.

Електроцентрали	Инст. мощност	Производство (бруто)	Цена за ел. енергия	Общи явни разходи	Здравна цена	Общи здравни разходи	Обществена цена за ел. ен.	Обществени разходи
	МВт	ГВтч	евро/МВтч	млн. евро	евро/МВтч	млн. евро	евро/МВтч	млн. евро
Малки ВЕЦ на текущи води	114	285	53.1	15.135	0.3	0.086	53.4	15.221
ВЕЦ с изравнители	1 889	2 720	43.5	118.320	0.5	1.360	44.0	119.680
Вятърни на суша	285	570	84.9	48.380	0.5	0.285	85.4	48.665
Вятърни извън сушата	0	0	84.0	0.000	0.5	0.000		0.000
Биомасни	4	18	93.5	1.683	10.0	0.180	103.5	1.863
Слънчеви	5	7	377.5	2.643	5.5	0.039	383.0	2.681
Общо	2 297	3 600		186.161		1.949		188.110
Средно претеглено			51.7		0.5		52.3	

Обществена цена на електроенергията от органични горива и ВЕИ

Табл. 4.4.3. Явни, външни и обществени разходи и цени за групите съществуващи електроцентрали на възобновяеми източници през 2015 г.

Електроцентрали	Инст. мощност	Производство (бруто)	Цена за ел. енергия	Общи явни разходи	Здравна цена	Общи здравни разходи	Обществена цена за ел. ен.	Обществени разходи
	МВт	ГВтч	евро/МВтч	млн. евро	евро/МВтч	млн. евро	евро/МВтч	млн. евро
Малки ВЕЦ на текущи води	134	335	56.6	18.950	0.5	0.168	57.1	19.118
ВЕЦ с изравнители	1 974	2 843	45.0	127.935	0.6	1.706	45.6	129.641
Вятърни на суша	685	1 370	82.7	113.363	0.4	0.548	83.1	113.911
Вятърни извън сушата	0	0	82.5	0.000	0.4	0.000		0.000
Биомасни	16	72	95.0	6.840	10.0	0.720	105.0	7.560
Слънчеви	55	74	377.9	27.963	5.5	0.407	383.4	28.370
Общо	2 864	4 694		295.050		3.548		298.598
Средно претеглено			62.9		0.8		63.6	

Табл. 4.4.4. Явни, външни и обществени разходи и цени за групите съществуващи електроцентрали на възобновяеми източници през 2020 г.

Електроцентрали	Инст. мощност	Производство (бруто)	Цена за ел. енергия	Общи явни разходи	Здравна цена	Общи здравни разходи	Обществена цена за ел. ен.	Обществени разходи
	МВт	ГВтч	евро/МВтч	млн. евро	евро/МВтч	млн. евро	евро/МВтч	млн. евро
Малки ВЕЦ на текущи води	184	460	54.4	25.025	0.5	0.230	54.9	25.255
ВЕЦ с изравнители	2 064	2 972	45.0	133.740	0.6	1.783	45.6	135.523
Вятърни на суша	1 485	2 970	82.8	245.775	0.4	1.188	83.2	246.963
Вятърни извън сушата	100	250	82.5	20.625	0.4	0.100	82.9	20.725
Биомасни	28	126	92.5	11.655	10.0	1.260	102.5	12.915
Слънчеви	155	208	345.0	71.757	5.5	1.144	350.5	72.901
Общо	4 016	6 986		508.577		5.705		514.282
Средно претеглено			72.8		0.8		73.6	

Част втора

Табл. 4.4.5. Явни, външни и обществени разходи и цени за групите съществуващи електроцентрали на възобновяеми източници през 2030 г.

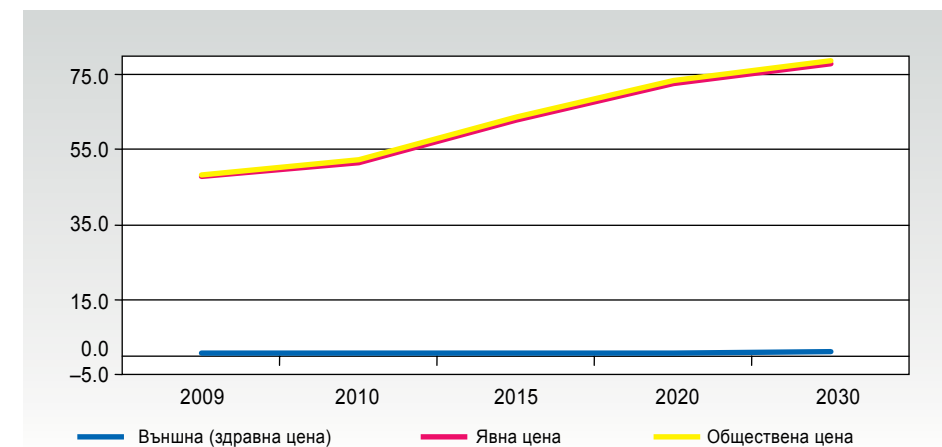
Електро-централи	Инст. мощност	Производство бруто	Цена за ел. енергия	Общи явни разходи	Здравна цена	Общи здравни разходи	Обществена цена за ел.ен.	Обществени разходи
	МВт	ГВтч	евро/МВтч	млн. евро	евро/МВтч	млн. евро	евро/МВтч	млн. евро
Малки ВЕЦ на текущи води	234	585	55.3	32.338	0.6	0.351	55.9	32.689
ВЕЦ с изравнители	2 184	3 145	45.0	141.525	0.8	2.516	45.8	144.041
Вятърни на суша	2 485	4 970	82.8	411.525	0.4	1.988	83.2	413.513
Вятърни извън сушата	300	750	82.5	61.875	0.4	0.300	82.9	62.175
Биомасни	40	180	92.5	16.650	11.0	1.980	103.5	18.630
Слънчеви	255	342	333.5	114.054	6.0	2.052	339.5	116.106
Общо	5 498	9 972		777.967		9.187		787.154
Средно претеглено			78.0		0.9		78.9	

Динамиката на изменение през годините на явните, външните и обществените цени в евро/МВтч при еквивалентния производител на електроенергия от възобновяеми източници е илюстрирана на фигура 4.4.1. Поради естественото малко ниво на външните цени, които при това няма да се изменят, тяхното влияние остава незабележимо. Поради увеличаване на дела на по-скъпите технологии (вятърните, слънчевите и биомасните), както и усвояването на все по-неблагоприятни водни ресурси явната цена на еквивалентния източник на електроенергия от възобновяеми източници се покачва трайно, а заедно с нея и обществената.

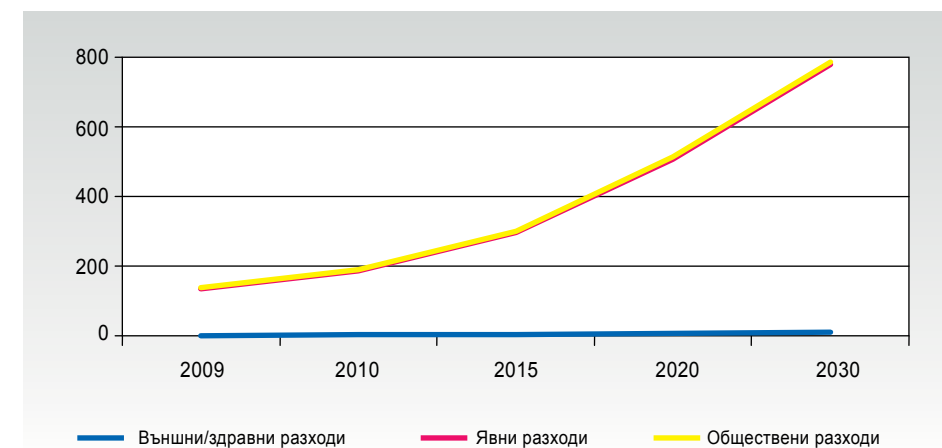
Динамиката на изменение на явните, външните и обществените разходи в млн. евро при еквивалентния производител на електроенергия от възобновяеми източници е илюстрирана на фигура 4.4.2. При прогнозираните в препоръчителния сценарий условия ние очакваме, че размерът на разходите за производство на електроенергия от възобновяеми източници ще се увеличи 6–7 пъти. Споменатото нарастване на цените е една от причините, но заедно с нея ще расте и делът на възобновяемите източници.

Обществена цена на електроенергията от органични горива и ВЕИ

Фиг. 4.4.1. Динамика на външната, явната и обществената цена на електроенергията от възобновяеми източници, евро/МВтч



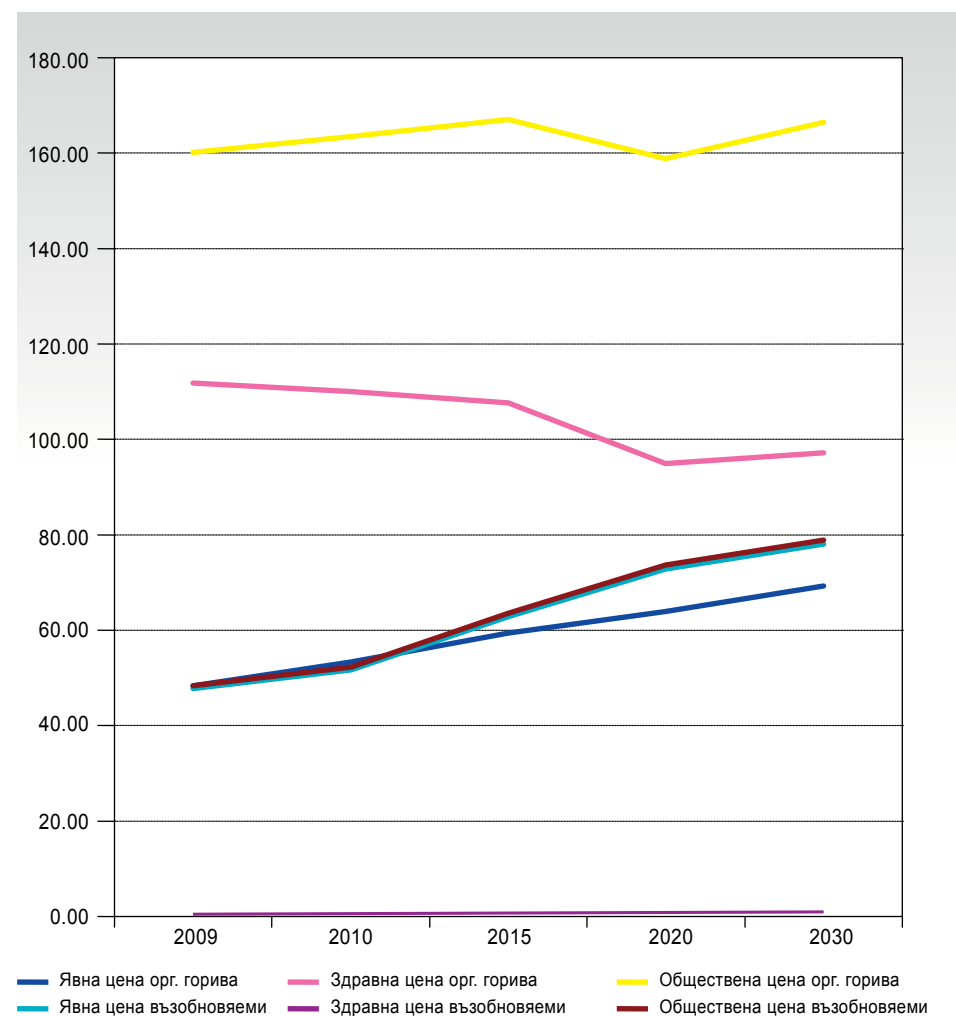
Фиг. 4.4.2. Динамика на външните, явните и обществените разходи при производствено на електроенергия от възобновяеми източници, млн. евро



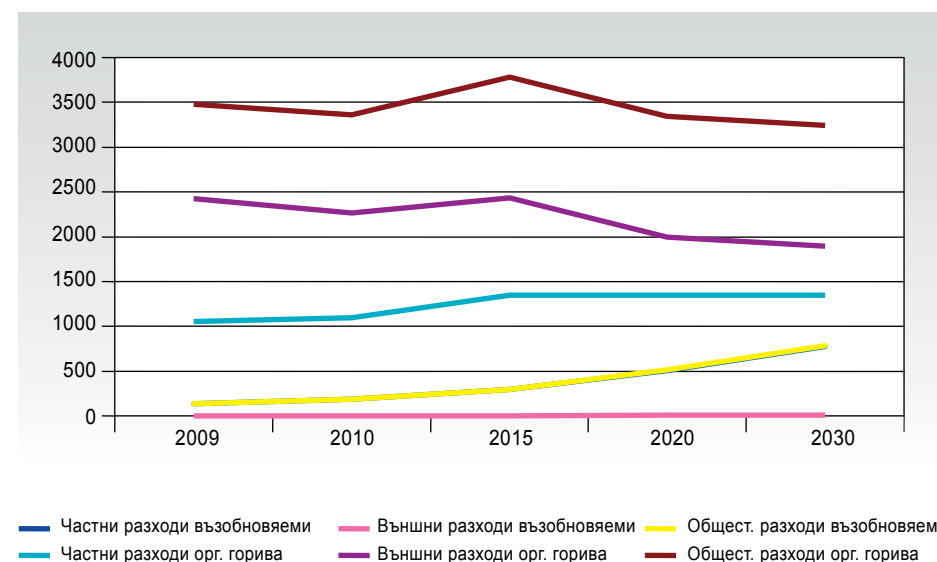
Сравняване на обществените разходи при производството на електроенергия от органични горива и възобновяеми източници

За сравнение на фигура 4.4.3. представяме очакваната динамика на отделните цени в евро/МВтч за количествата електроенергия, произведени от органични горива и от възобновяеми източници. От фигурата може да се види, че през 2009 г. българският електропотребител е

Фиг. 4.4.3. Сравнение на цените на електроенергията от органични горива и възобновяеми източници, евро/МВтч



Фиг. 4.4.4. Сравнение на разходите на електроенергия от органични горива и възобновяеми източници, млн. евро



плащал почти еднаква цена – около 4.8 евроцента за всеки киловатчас електричество, от органични горива и от възобновяеми източници. Обаче чрез здравните си вноски или по други начини българинът е плащал различни цени: за електричеството от органични горива е плащал около 1.12 евро за всеки киловатчас, докато за електричеството от възобновяеми източници – само 0.05 евроцента за киловатчас.

При условията в препоръчителния сценарий ние очакваме, че цената, която ще се плаща чрез сметките за електричество, ще нарасне по-бързо за зелената електроенергия (7.3 евроцента към 2020 г.), отколкото за тази от органични горива (6.4 евроцента към 2020 г.). Цената, която ще се плаща за здравни проблеми от органични горива, ще намалее на 0.94 евро за всеки киловатчас, докато за електричеството от възобновяеми източници ще нарасне само на 0.08 евроцента за киловатчас.

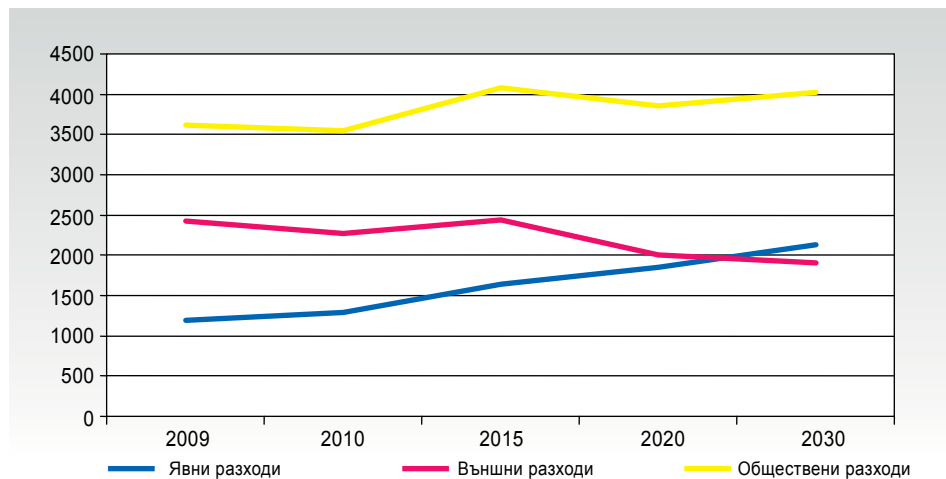
Обществената цена за електроенергията от органични горива като сума от двете цени (явната и външната) ще се запази на ниво 1.60–1.65 евро за всеки киловатчас. Обществената цена за електроенергията от възобновяеми източници като сума от двете цени (явната и външната) ще достигне ниво 0.78–0.79 евро за всеки киловатчас (към 2030 г.).

На фигура 4.4.4. представяме очакваната динамика на отделните разходи в млн. евро за количествата електроенергия, произведени от органични горива и от възобновяеми източници. Тя очертава закономерно покачване на външните и обществените разходи за електроенергия от

Част втора

органични горива докъм 2015 г., след което те ще намаляват в резултат на природоопазващи мерки и намаляване на дела на органичните горива в общото електропроизводство. Явните и обществените разходи за добив на електроенергия от възобновяеми източници нарастват непрекъснато поради непрекъснатото увеличаване на цената и количеството произведена зелена електроенергия.

Фиг. 4.4.5. Динамика на външните, явните и обществените разходи при производството на електроенергия от органични горива и възобновяеми източници, млн. евро



На фигура 4.4.5. представяме очакваната динамика в развитието на явните, външните и обществените разходи за електроенергията, произведена през едни и същи периоди от участващите в препоръчителния сценарий електроцентрали на органични горива и тези от възобновяеми източници. Тя красноречиво показва важни закономерности. Преди всичко се откроява тенденцията за непрекъснато нарастване на явните разходи за електроенергия при еквивалентния производител^{бел.р.}, но едновременно с това се вижда тенденцията за намаляване на външните разходи, особено след 2015 г. След 2020 г. тези два разхода ще се изравнят, като след това явният се превръща в доминиращ. Това означава, че през следващото десетилетие постъпателно ще се увеличава плаща-

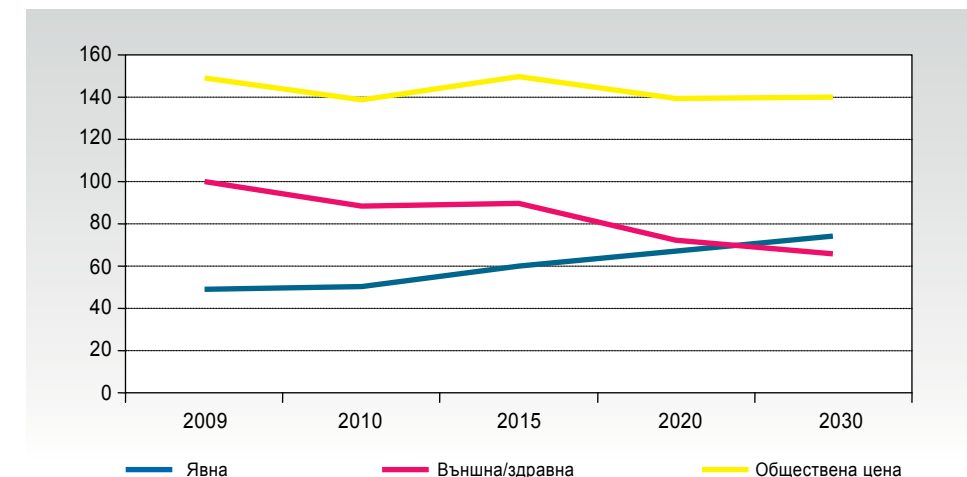
^{бел.р.} Еквивалентният производител произвежда електроенергия, равняваща се на сумата от електроенергиите от възобновяемите източници и от органичните горива на средно претеглена цена. Чрез този термин авторите избягват употребата на разпространения се напоследък израз „електроенергиен микс“, който представлява езиков и научен кич.

Обществена цена на електроенергията от органични горива и ВЕИ

нето за електроенергия чрез сметките за ток за сметка на намаляване на външните, индиректните плащания. Като се премине през едно продължаващо покачване на обществените разходи докъм 2015 г. и се пренебрегнат неминуемите флукутации през годините, може да се каже, че нивото на обществените разходи след това ще се запази почти неизменно главно за сметка на намалените външни разходи.

На фигура 4.4.6. представяме очакваната динамика в развитието на явните, външните и обществените цени за електроенергията, произведена през едни и същи периоди от участващите в препоръчителния сценарий електроцентрали на органични горива и тези от възобновяеми източници. Очевидна е тенденцията за постоянност на обществената цена на електроенергията, предизвикана от едновременното, но противоположно изменение на явната и външната цена.

Фиг. 4.4.6. Динамика на явната, външната и претеглената обществена цена на електроенергията от органични горива и възобновяеми източници, евро/МВтч



Заклучение към втората част

В тази част бяха показани резултатите от проведеното за първи път у нас изследване за стойността на явните и външните, предизвикани при трети лица, разходи при производството на електроенергия от електроцентрали на органични горива и на възобновяеми източници.

По време на изследването бяха преодолявани последователно методически различия между европейски и български практики за остойностяване, липса на достъпна специализирана информация, свързана с разходите за производство на електроенергия, затруднения, свързани с последствията от едновременно или последователно развитие на различни кризисни явления, и пр. Тези предизвикателства и обективната сложност на проблематиката за остойностяване на разходите, породени при електропроизводството, показват необходимостта от по-нататъшни специализирани проучвания.

Приведените и анализирани таблични и графични резултати показват значими закономерности при развитието на явните, външните и обществените цени и разходи за производство на електроенергия от органични и възобновяеми източници. Най-важните от тях са посочени в предишния раздел. Надяваме се те да са полезни за лицата, вземащи решения за развитието на националната електроенергетика.

От установените зависимости може да се извлече изводът, че въпреки липсата на целенасочена държавна политика и въпреки противодействието на атомното лоби под влияние на световни пазарни сили у нас се развива безпрецедентен процес на заместване на електроцентралите на органични горива с електроцентрали на възобновяеми източници. През следващите години от 3 до 5 хиляди мегавата от конвенционалните електроцентрали в България ще бъдат изместени от водни, вятърни, биомасни и слънчеви електроцентрали. Страната няма да има нужда от изграждане на нови атомни или кондензационни термични електроцентрали. Това ще измени структурата на електропроизводството, както и на енергийния баланс. В резултат преките плащания на консуматорите на електроенергия ще се увеличават, но нивото на обществените разходи ще се запазва поради намаляване на външните разходи, предизвикани от емисиите на конвенционалните електроцентрали.

Общо заключение към книгата

Включването на външните разходи в стойността на произвежданата електроенергия има изключително голямо влияние върху подредбата на различните технологии за производство на електроенергия, а в резултат – върху избора на сценарий за развитие както на националните електроенергийни сектори, така и на общия европейски пазар на електроенергия.

Външните разходи увеличават цената на електроенергията от изкопаеми горива (органични и ядрени) по сравнение с цената на електроенергията от възобновяеми източници. Това предопредели изразеното в целия Европейски континент пренасочване на инвестициите от конвенционалните към вятърните и други електроцентрали от възобновяеми източници. Развитието на възобновяемите електроцентрали няма да бъде ограничавано заради недостиг на финансови средства или „детски“ технологични несъвършенства. То ще достигне насищане едва след усвояване на природния потенциал и разумна част от земната площ. Инвестирането в термични централи ще продължи само в нискостойностни и „чисти“ технологии, в това число модерни централи за комбинирано електро- и топлопроизводство. При това големите централи за централизирано топлоснабдяване ще бъдат конкурирани от „домашни“ електроцентрали. Ядрената енергетика може да получи ренесанс в Европа едва след лицензирането на реакторите от четвърто поколение и при условие, че специфичните капиталовложения спаднат под 1000 \$/кВт. Това ограничение се предопределя от нерешения проблем за стопанисване на високорадиоактивните отпадъци и неприемливостта на рисковете от ядрени аварии.

Вторият основен ефект от отчитането на външните разходи при производството на електроенергията е увеличаването на цената при крайните потребители на електрическа енергия. Това ще потиска потреблението и ще стимулира енергийната ефективност.

Третият и вероятно най-голям ефект от съобразяването с външните разходи при производството на електроенергията е намаляване емисиите на парникови газове и преди всичко на въглероден двуокис (CO₂).

По-нататъшното развитие на технологиите за производство на електроенергия ще бъде доминирано от опазването на жизнената среда.

Литературни източници

1. WP1 electricity scenario for Bulgaria, CASES web site (http://www.feem-project.net/cases/downloads_deliverables.php), Energy Agency of Plovdiv, 29 September 2008;
2. D.7.1 „National reports on private and social costs of fuel cycles in non-EU Countries“, CASES web site (http://www.feem-project.net/cases/downloads_deliverables.php), Energy Agency of Plovdiv, 14 January 2008;
3. Methodological framework on scenario and model based private and social cost data, Deliverable No M.7.4, CASES web site (http://www.feem-project.net/cases/intranet/intranet_documents.php), May 2007;
4. Димитров, М. и др., Стратегия за ускорено икономическо развитие на Р България. Доклад за президента на Р България. Българска Академия на науките, Икономически институт. София, 2007;
5. Република България, Национален статистически институт, Статистически справочник, 2009;
6. Република България, Национален статистически институт, Енергийни баланси, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005 и 2006 г.;
7. Република България, Национален статистически институт, Статистически годишник 2008;
8. Конкуренетоспособност на българските индустриални предприятия, Министерство на икономиката и енергетиката, София, 2007;
9. Енергийна стратегия на България, СП, Н71 от 23 юли 2002 г.;
10. Национална дългосрочна програма за енергийна ефективност до 2015 г. (НДСПЕЕ), приета с РМС № 620/04.07.2005 г.;
11. План за действие за периода 2008–2010 г. относно приложение на Директива 2006/32/ЕО от 05.04.2006 г. Приложение за подобряване на енергийната ефективност в България;
12. Опазване на околната среда, МИЕ, София, 2006;
13. Национална дългосрочна програма за стимулиране използването на възобновяеми енергийни източници за 2005–2015 г., МИЕ, София, 2005;
14. Папазян М. Национална електрическа компания, Четвърти международен бизнес форум „Инвестиции в околната среда за по-добро качество на живот“, София, 2 октомври 2007 г.;

Литературни източници

15. Шушулов, К. ДКЕВР. Възобновяеми енергийни източници в условията на либерализиран пазар на електрическа енергия. Национално съвещание „Варна“, 25–26 март 2009;
16. Електроенергиен системен оператор ЕАД, Особености на управлението на ЕЕС във връзка с присъединяване на вятърни електрически централи (ВяЕЦ), Енергиен форум „Варна“, 17–20 юни 2009;
17. Тодорова, К. МИЕ, Предложение за изменение на закона за възобновяемите и алтернативните енергийни източници и биогоривата, Национално съвещание „Варна“, 25–26 март 2009;
18. E-ON/Bulgaria, Методи за определяне цената на достъп за възобновяеми източници: Европейски практики. Национално съвещание „Варна“, 25–26 март 2009;
19. План за развитие на електроенергийния сектор с минимални разходи за периода 2006–2020 г. на Р България, Национална електрическа компания, София, декември 2005 г.;
20. Белене може да надхвърли 10 млрд. евро, Съобщение на министър Трайчо Трайков пред БНР, Дневник, 24 август 2009;
21. Communication from the Commission to European Council and European Parliament “An Energy Policy for Europe“ {SEC (2007)}, Brussels, 10.1.2007 COM (2007) Final;
22. Marcus Blesl, Steffen Wessel, Olover Mayer-Spohn, Private costs of electricity and heat generation, Deliverable No 4.1, CASES web site (http://www.feem-project.net/cases/intranet/intranet_documents.php), 23 November 2007;
23. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council and the Economic and Social Committee: Update of the Nuclear Illustrative Programme in the Context of the Second Strategic Energy Review, http://eu.europa.eu/energy/strategies/2008/doc/2008_11_ser/2/nuclear_illustrative_programme_pinc_updt_communication.pdf;
24. Lighting the way, Toward a Sustainable Future, InterAcademic Council, October 2007;
25. EC, Eurostat, 2009, (<http://ec.europa.eu/eurostat>);
26. <http://www.energy.eu/prices>, May 2008;
27. External Costs Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport, European Commission, Community Research, EUR 20198, http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/externe_en.pdf;
28. WP2 Report on methodology for estimating external costs to human health, crops and materials, Deliverable D 2.2, CASES web site (http://www.feem-project.net/cases/intranet/intranet_documents.php), 14 September 2007;
29. ExternE (Externalities of Energy), Methodology 2005 Update, Edited by Peter Bickel and Rainer Friedrich, Institut für Energiewirtschaft und Ra-

Литературни източници

tionelle Energieanwendung — IER, Universität Stuttgart, Germany;

30. Oliver Mayer-Spohn, Marcus Blesl, D_02_LCI 2005-2030 and description, CASES web site (http://www.feem-project.net/cases/intranet/intranet_documents.php), October 2007;

31. Philipp Preiss, Updated and Eversion of EcoSense tool, Deliverable D.2.3, CASES web site (http://www.feem-project.net/cases/intranet/intranet_documents.php), 14 September 2007;

32. External cost [Euro per Ton] EcoSenseWebV1.2 for Human Health Impacts, CASES web site (http://www.feem-project.net/cases/intranet/intranet_documents.php), 21.09.2007;

33. Technical Paper n° 1.4 - RS 3a, “Report on generalised marginal external costs“, ExternalCosts_per_unit_emission_080313.xls;

34. Technical Paper n° 1.4 - RS 3a “Report on generalised marginal external costs „Project no: 502687, NEEDS (New Energy Externalities Developments for Sustainability), SIXTH FRAMEWORK PROGRAMME, EC;

35. CASES – COSTS ASSESSMENT FOR SUSTAINABLE ENERGY MARKETS, PROJECT NO 518294 SES6, DELIVERABLE D.6.1.

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКАТА на България

Българска
Първо издание

Редактор *доц. д-р Димо Стоилов*
Худ. оформление *Константин Жеков*
Коректор *Катя Тошева*

Формат 70×100/16
Печатни коли 12

Печатница на Академично издателство „Проф. Марин Дринов“
1113 София, ул. „Акад. Г. Бончев“, бл. 5

ISBN 978-954-322-374-9