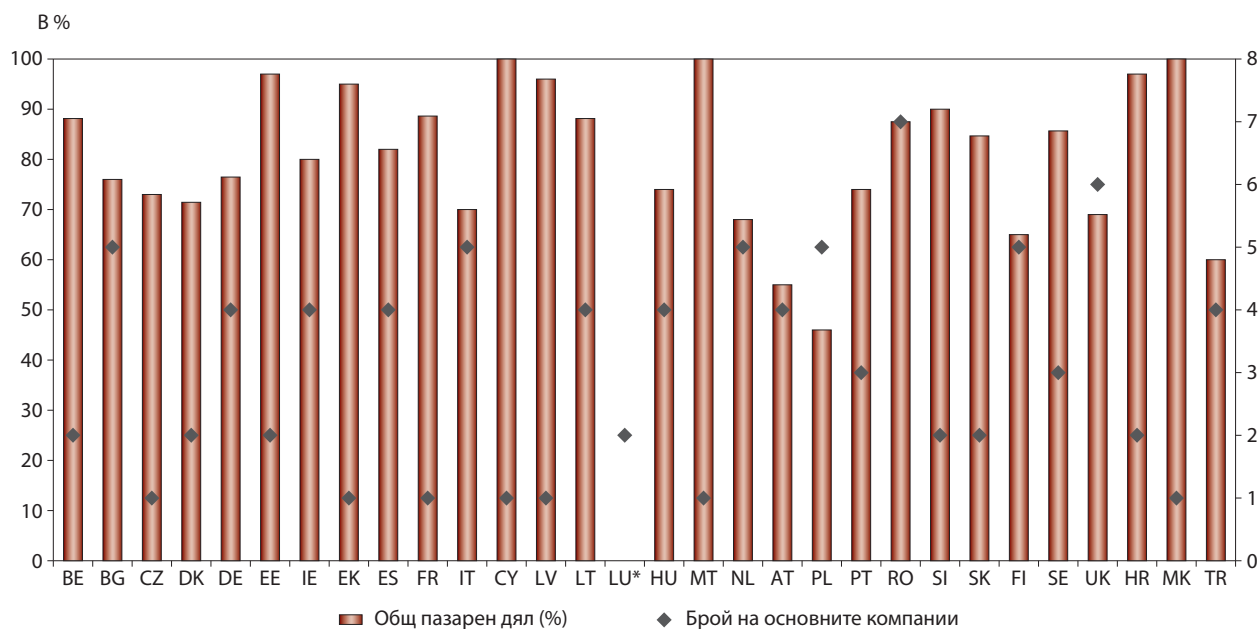


## IV. РИСКОВЕ В УПРАВЛЕНИЕТО

### 4.1. УПРАВЛЕНИЕ НА ДЪРЖАВНИТЕ ЕНЕРГИЙНИ КОМПАНИИ

Енергетиката е един от най-сложните сектори – той е технически предизвикателен, силно монополизиран е, намесени са много и най-различни бизнес и геополитически интереси и единствено военният сектор го надминава по опасения за сигурността и съответно злоупотребата с тези опасения. Това са някои от причините секторът да е доста регулиран и като цяло доста консолидиран. Тези сложни фактори, специфични за сектора, взети в контекста на висок корупционен риск и реална „окупация“ на държавните институции от частни интереси, за което вече споменахме, правят задачата за държавното управление на енергийния сектор почти непосилна. За да се постигне ефективно разработване на политики и вземане на решения в рамките на съществуващите управленски структури, е необходимо да се ревизират ролите и отговорностите, както и да се увеличи прозрачността.

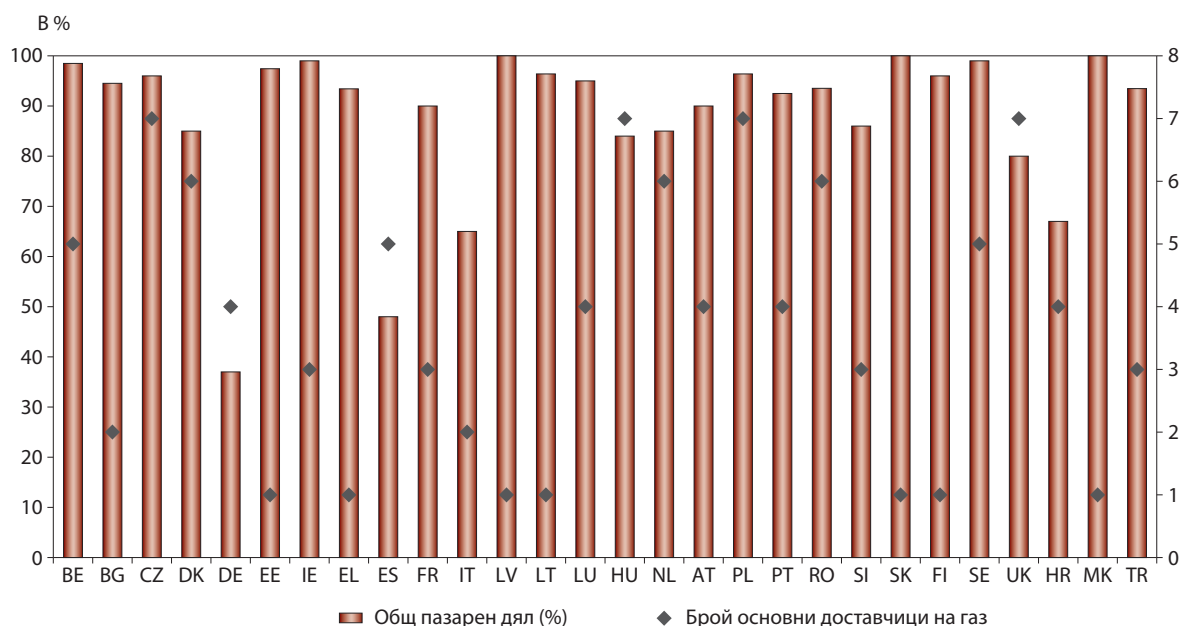
**Фигура 19. Брой на основните компании, произвеждащи електроенергия, и техният общ пазарен дял (2006 г.)**



\* Информация за пазарния дял при производството не е налична

**Източник:** Секретариат по енергийната харта, *Задълбочен анализ на енергийната ефективност: България (2008 г.); Евростат.*

**Фигура 20. Брой основни доставчици на газ до крайни потребители и техният общ пазарен дял (2006 г.)**



*Източник: Секретариат по енергийната карта, Задълбочен анализ на енергийната ефективност: България (2008 г.); Евростат.*

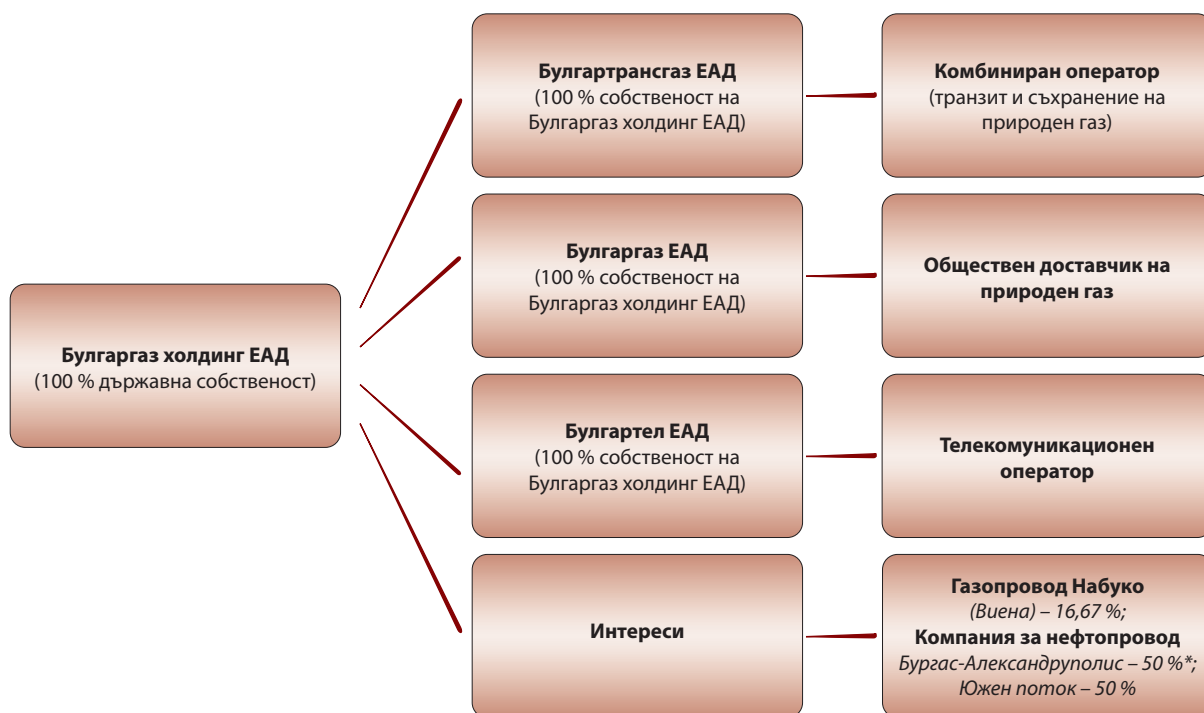
В опит да се определят тези сложни фактори и да се централизира управлението през септември 2008 г. бе създаден Българският енергиен холдинг (БЕХ). Официалният списък от дейности на БЕХ включва всички възможни дейности, свързани с енергията: от минните дейности до производството на електроенергия и търговията с нея. БЕХ е на 100 % собственост на държавата, въпреки че юридическият му формат „акционерно дружество“ би направил листването на БЕХ на борсата доста лесно. Холдингът включва: мини „Марица-изток“, ТЕЦ „Марица-изток 2“, АЕЦ „Козлодуй“, НЕК, ЕСО, „Булгаргаз“, „Булгартрансгаз“ и „Булгартел“. Отделните компании в холдинговата структура запазват оперативната си независимост и лицензиите си, но са изцяло собственост и са на пряко подчинение на корпоративния щаб на БЕХ. Резултат от тази консолидация, както самият БЕХ се хвали, е създаването на една от най-големите енергийни компании в региона и лидер за България, чиито активи са оценени на около 8.5 млрд, лв., а за холдинга работят общо 21 000 души. Новата АЕЦ, която се строи в момента (Белене), е част от НЕК, а проектите Набуко и Бургас – Александруполис влизат в сметките на Булгаргаз.

ФИГУРА 21. СТРУКТУРА НА БЕХ



Източник: Български енергиен холдинг (<http://www.bgenh.com/>).

ФИГУРА 22. СТРУКТУРА НА БУЛГАРГАЗ ХОЛДИНГ



\* БЕХ се отказва от акциите си през 2010 г.

Източник: Годишен отчет на Булгаргаз холдинг (2008).

Към сложната структура на БЕХ се добавя и неговото участие в други холдинги и големи проекти.

ТАБЛИЦА 18. ИНВЕСТИЦИИ В ДРУГИ КОМПАНИИ/ПРОЕКТИ

Инвестиции	2008		2007	
	Дял	Стойност на инвестициите	Дял	Стойност на инвестициите
<i>В хиляди левове</i>				
<i>Асоциирани и съвместно контролирани предприятия</i>				
<b>Енел Марица-изток 3 АД</b>	<b>27 %</b>	116 327	27 %	132 011
<b>Енел Оперейшънс България АД</b>	<b>27 %</b>	612	27 %	617
ЗАД Енергия	48,08 %	24 824	48,08 %	24 702
ПОД Алианц България АД	34 %	7 133	34 %	7 675
NECO	50 %	4 494	50 %	549
<b>ПKN Бургас-Александрополис*</b>	<b>50 %</b>	8	50 %	8
Екологична експлоатация на горива и енергетични масла	69,90 %	3	69,90 %	3
		<u>153 401</u>		<u>165 565</u>
<i>Други инвестиции</i>				
Дружество, създадено по Закона за задълженията и договорите "Св. Иван Рилски"	50 %	400	50 %	400
<b>Nabucco Gas Pipeline International</b>	<b>16,67 %</b>	248	16,67 %	248
СИ Банк	0,05 %	43	0,045 %	43
ЗЕВС Холдинг	4 %	2	4 %	2
		<u>693</u>		<u>693</u>
		<b><u>154 094</u></b>		<b><u>166 258</u></b>

\* БЕХ се отказва от акциите си през 2010 г.

Източник: Консолидиран финансов отчет на БЕХ за 2008 г.

Комплексната структура на новия холдинг прави задачата за ефективно и прозрачно финансово и оперативное управление още по-сложна. Без да се навлиза в подробности в последното развитие по големите енергийни „скандали“ като „Белене“ и „Топлофикация“, в следващото изложение ще бъдат описани някои основни рискове и предизвикателства в управлението на държавните предприятия. Списъкът съсем не е изчерпателен, но той представя добра картина на това, къде са ключовите места за намеса.

### 4.1.1. Обществени поръчки<sup>43</sup>

Както споменахме в глава 2, енергийният сектор е един от най-големите „клиенти“ за обществени поръчки (ОП). Както малките, така и големите поръчки трябва да се ревизират за това, дали има нужда от ОП, дали предложените параметри са реалистични, какви са процедурите по ОП, кои са участниците и победителите. Във втора глава подробно бяха представени основните корупционни рискове и как могат да се намалят те. Степента на възможните щети, нанесени на бюджета и на данъкоплатците, може да се прецени от размера на планираните разходи за покупка на имоти, машини и съоръжения от БЕХ.

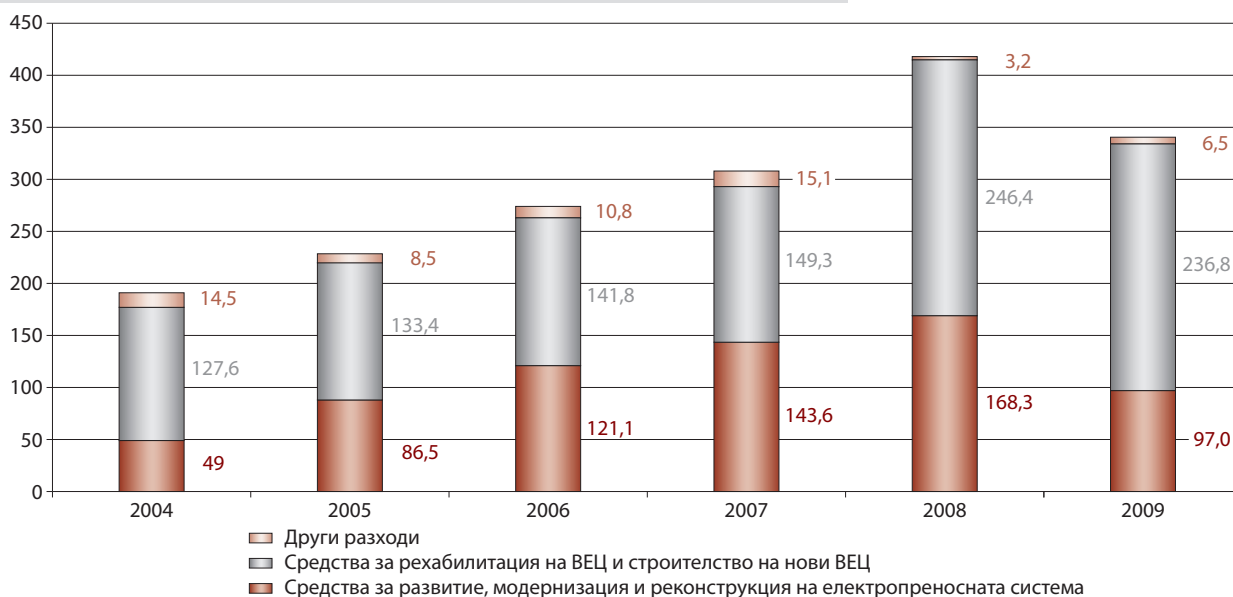
Таблица 19. Планирани разходи за имоти, машини и съоръжения (хил. лв.)

Ангажменти за придобиване на имоти, машини, съоръжения и оборудване (продължение)								
Инвестиционен проект	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Общо
Общо за групата	402 434	575 727	309 914	125 121	12 000	12 000	10 000	1 447 196

Източник: Консолидиран финансов отчет на БЕХ за 2008 г.

От наличните данни е видимо драматичното увеличение в инвестициите за последните 2 – 3 години. Повечето инвестиции са в областта на водните централи.

Фигура 23. Инвестиционна дейност на НЕК (млн. лв.)



Източник: Годишен отчет на БЕХ (2008 г., 2009 г.).

<sup>43</sup> Тази глава е взета от *Корупцията при обществените поръчки: рискове и противодействие*, Център за изследване на демокрацията, С., 2007 г.

Значителен е и обемът на продажбите на активи. Ако се прегледат подробно продажните търгове и съответните документи, най-вероятно ще се направят някои интересни разкрития.

#### КАРЕ 8. ПЕЧАЛБА И ПРОДАЖБИ НА БЕХ

С най-значима стойност в печалба от продажба на имоти, машини, съоръжения и оборудване е отчетен сключеният на 28 ноември 2007 г. рамков договор с изпълнителя на строителството на АЕЦ „Белене“, съгласно който съществуващото оборудване, намиращо се на територията на площадката на АЕЦ „Белене“, което няма да бъде интегрирано в проекта за изграждане на новата централа, е предмет на покупка на изпълнителя. През 2008 г. е осъществена продажба на част от това оборудване. **Отчетена е печалба в размер на 844 хил. лева (2007: 77 814 хил. лева).**

*Източник:* Консолидиран финансов отчет на БЕХ за 2008 г.

#### 4.1.2. Финансово управление и прозрачност

При толкова „разклонения“ на „дървото“ на холдинга, толкова договори, подписани от различни правителства (често с неясни условия) и при толкова технически детайли в сектора, не би било трудно да се манипулира и дори несъзнателно да се сгреша финансовата информация. Прехвърлянето на активи, провизии за всякакви предвидени събития, неоперативни загуби, консултантски комисиони, и др. – това са само някои от възможните пера за финансово лошо управление и финансови злоупотреби. В настоящия доклад не сме се съсредоточили върху подробен финансов анализ, но едно цялостно разследване със сигурност би разкрило доста „липсващи парчета от пъзела“. Конкретен пример за това, колко трудно би било да се управлява прозрачността при вземане на финансови решения, е следващият абзац от консолидирания отчет на БЕХ за 2008 г. Той обяснява, че заради дефекти и неспособността да се употребят някои от активите на площадката на АЕЦ „Белене“, тези активи **ще бъдат бракувани** и ще се отчете загуба от около 50 млн. лв. Голям дял представлява и неидентифицираната категория от „Други“ разходи.

#### КАРЕ 9. БРАК НА МАТЕРИАЛНИ ЗАПАСИ И ИМОТИ, МАШИНИ, СЪОРЪЖЕНИЯ И ОБОРУДВАНЕ

През 2008 г. е извършено обследване на техническото състояние на активите, намиращи се на територията на площадката на АЕЦ „Белене“. Част от сградите, съоръженията, отделните конструктивни елементи и конструкциите са със значителни дефекти, оценени са и тези, които подлежат на демонтаж, поради това, че няма да бъдат използвани в проекта за изграждане на АЕЦ „Белене“, са бракувани. Балансовата стойност на бракуваните активи, намиращи се на площадката на АЕЦ „Белене“, **възлиза на 50 527 хил. лева.**

*Източник:* Консолидиран финансов отчет на БЕХ за 2008 г.

ТАБЛИЦА 20. РАЗДЕЛ „ДРУГИ РАЗХОДИ“ В КОНСОЛИДИРНИЯ ОТЧЕТ НА БЕХ ЗА 2008 Г.

**Други разходи***В хиляди левове*

	<b>2008</b>	<b>2007</b> (неодитирани)
Вноски за фонд „Извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения“ и фонд „Радиоактивни отпадъци“	80 224	59 950
Безплатна храна и работно облекло	13 157	11 482
Разходи за глоби и неустойки	506	850
Обезценка на машини и съоръжения	1 145	-
Обезценка на финансови инструменти	326	-
Обезценка на материални запаси	142	10 142
Разходи за командировки	6 534	5 021
Разходи за обучение и квалификация	1 308	1 075
Разходи за отписани вземания по продажби	419	109
<b>Брак на материални запаси и имоти, машини, съоръжения и оборудване</b>	<b>55 936</b>	<b>25 281</b>
Разходи за еднократни данъци	2 893	3 085
Разходи за местни данъци и такси	4 618	4 389
<b>Други</b>	<b>21 903</b>	<b>29 797</b>
<b>Общо други разходи за основна дейност</b>	<b>189 111</b>	<b>151 181</b>
<i>Допълнителна информация по видове дейност:</i>		
Дейности, свързани с продажбата на електрическа енергия	169 156	140 638
Дейности, свързани с продажбата на природен газ	9 454	1 448
Дейности, свързани с продажбата на въглища	9 358	8 024
Дейности, свързани с администриране на групата	1 143	1 071
<b>Общо други разходи за основна дейност</b>	<b>189 111</b>	<b>151 181</b>

Финансовите разходи на НЕК също скачат значително през 2008 г. Те са почти двойни в сравнение с 2007 г.

ТАБЛИЦА 21. ОТЧЕТ ЗА ДОХОДИТЕ НА НЕК ЗА 2009 Г. (ХИЛ. ЛВ.)

Отчет за доходите към 31 декември 2009 г., хил. лв.

Приходи	2009	2008	2007	Разходи	2009	2008	2007
Приходи от продажби	2 754 548	2 912 988	2 340 363	Разходи по дейността	2 806 707	2 855 180	2 410 703
Други оперативни приходи от дейността	50 998	38 345	133 063	<b>Финансови разходи (нето)</b>	16 730	<b>70 212</b>	<b>39 499</b>
Приходи, получени от дивиденди от асоциирани предприятия	24 634	20 896	18 255	<b>Общо разходи</b>	<b>2 823 437</b>	<b>2 925 392</b>	<b>2 450 202</b>
				Печалба преди данъци	6 743	46 837	41 479
<b>Общо приходи</b>	<b>2 830 180</b>	<b>2 972 229</b>	<b>2 491 681</b>	Разходи за данъци	1 790	6 762	7 516
Загуба		0	0	<b>Нетна печалба</b>	<b>8 533</b>	<b>40 075</b>	<b>33 963</b>

Източник: Годишен отчет на НЕК (2008 г.).

#### 4.1.3. Управление на риска

БЕХ оперира в индустрия, която е доста зависима от цените на суровините, вариациите в курса на валутите, както и поведението на чуждестранни компании и олигарси. Типичен пример за това е изминалата „газова криза“. В резултат на кризата българското правителство изиска щети за 500 млн. лв., като крайната компенсация, поискана от Газпром, бе за 20 млн. долара за директни щети и 80 млн. за пропуснати ползи. Кризата оголи няколко пробойни в системата. Оказа се, че резервното хранилище може да покрие едва една трета от нуждите и че няма алтернативни пътища за пренос. Основният извод е, че при всичките дискусии за енергийната сигурност и енергийната стратегия България остава уязвима от руските действия.

Детайлен анализ на микро ниво би показал, че има висок потенциал не само за лошо управление на риска, но и за неговото корумпирано управление. Холдингът има загуби от 75 млн. лв. заради вариациите на обменния курс. Въпреки че подобна загуба е валидна, като се имат предвид големите продажби за Македония в долари например, неясно остава дали използваната хеджинг стратегия е оптималната.

ТАБЛИЦА 22. ЗАГУБИ НА БЕХ ЗАРАДИ ОБМЕННИЯ КУРС – 2008 Г., СРАВНЕНО С 2007 Г.

	2008	2007
<b>Загуба от курсови разлики, нето (хил. лв.)</b>	<b>(75 725)</b>	<b>-</b>

Източник: Консолидиран финансов отчет на БЕХ (2008 г.)



**КАРЕ 10. ВАЛУТЕН РИСК НА БЕХ**

Групата е изложена на валутен риск при покупки, продажби и/или доставки по инвестиционни проекти, деноминирани във валута, различна от функционалната валута. С цел управление на валутния риск е хеджирана експозицията по получен заем в японски йени.

Групата осъществява и сделки в евро във връзка с получените технически и други услуги и други покупки. Тези покупки са деноминирани в евро. Валутният риск за тези покупки, свързан с възможни колебания в курса на чуждестранната валута, е минимален поради наличие на фиксиран обменен курс на еврото към лева, определен от БНБ.

*Източник: Консолидиран финансов отчет на БЕХ (2008 г.)*

**4.1.4. Рискове, свързани с търговията с парникови газове**

Въпреки че търговията с парникови газове е регулирана от ЕС, което би трябвало да ограничи риска от корупция, все пак е необходимо да се следят свързаните „загуби“ и „провизии“. Например, както вече отбелязахме, в отчетите за 2008 г. фигурират провизии за „превишаване над квотите за емисии на парникови газове“ (свързани с ТЕЦ), равняващи се на над 38 млн лв.

Обяснителен текст в бележките към консолидирания отчет за 2008 г. пояснява провизиите за парникови газове. Публичната информация, за да се направи подробен анализ на използваните счетоводни и финансово-мениджърски практики, в този случай не е достатъчна.

**КАРЕ 11. ПРОВИЗИЯ ЗА ПРЕВИШАВАНЕ НАД КВОТИТЕ ЗА ЕМИСИИ НА ПАРНИКОВИ ГАЗОВЕ НА БЕХ**

За 2008 г. на база на предварителен План за разпределение на квоти за парникови газове (виж също бележка 33 „Събития след датата на баланса“) е изчислен недостиг на квоти на „Енел Марица-изток 3“ АД и ТЕЦ „Марица-изток 2“ ЕАД. Въз основа на пазарната цена на парниковите газове е оценена провизия за превишаване над квотите за емисии на парникови газове.

Провизията за превишаване на квотите за емисии парникови газове на „Енел Марица-изток 3“ АД възниква въз основа на Споразумение на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия с „Енел Марица-изток 3“ АД. НЕК ЕАД има задължението да компенсира „Енел Марица-изток 3“ АД за допълнителни разходи, понесени от него, в резултат на промяна на законодателството.

*Източник: Консолидиран финансов отчет на БЕХ (2008 г.)*

ТАБЛИЦА 23. Провизии – БЕХ 2008 г.

**Провизии***В хиляди левове***2008****2007**  
(неодитирани)**Провизии – дългосрочна част**

Провизия за опазване на околната среда

1 169

1 326

Провизия за рекултивация

35 940

29 012

Провизия за превишаване над квотите за емисии  
на парникови газове

-

-

---

37 109

---

30 338**Провизии – краткосрочна част**

Провизия за опазване на околната среда

979

485

Провизия за рекултивация

1 611

1 611

**Провизия за превишаване над квотите за емисии  
на парникови газове****38 585**

-

Конструктивни задължения

306

-

Правни задължения

320

-

---

41 801

---

2 096**Общо за групата****78 910****32 434***Източник: Консолидиран финансов отчет на БЕХ за 2008 г.***КАРЕ 12. ЗАДЪЛЖЕНИЯ ЗА ЕМИСИИ НА ПАРНИКОВИ ГАЗОВЕ НА БЕХ**

С писмо от Европейската комисия е върнат за преразглеждане Националният план за разпределение на парниковите квоти, на които имат право големите промишлени инсталации в периода 2008 – 2012 г. Във връзка с това съществува несигурност относно превишението на разрешените количества емисии парникови газове от операторите на инсталации, което е възможно да доведе до промяна в размера на признатата провизия (виж бележка 29).

*Източник: Консолидиран финансов отчет на БЕХ за 2008 г.*

Целият дебат около търговията с емисии – как ще се отрази на енергийните компании, на цената на електричеството и др. – е доста разгорещен и заслужава да му бъде отделен специален анализ. В този дебат има много интереси (предимно от ТЕЦ), тъй като новите регулации ще променят цената на произведеното електричество от различните източници драматично.

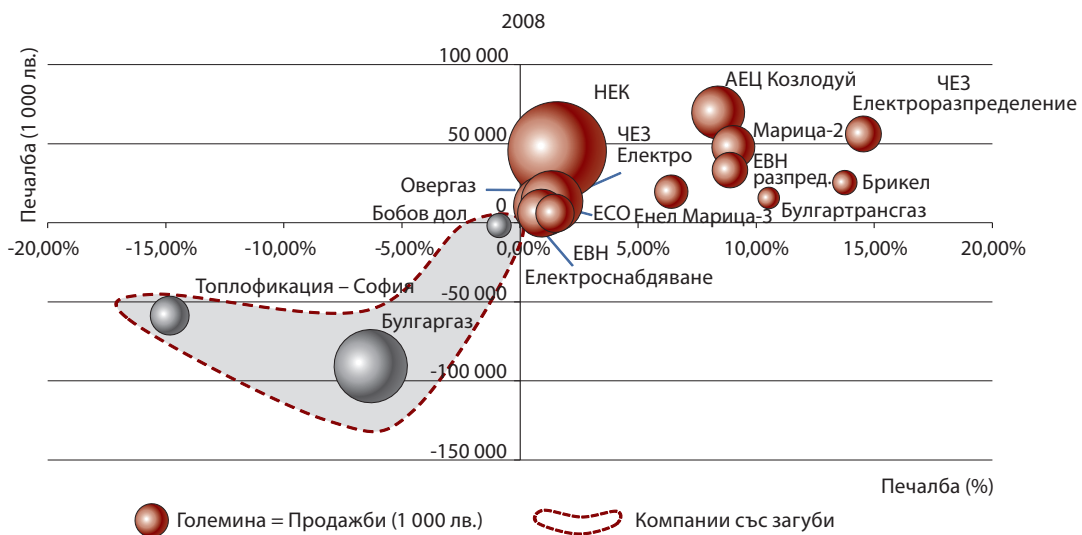
### 4.1.5. Износ на електричество

Както беше споменато в предишните глави, съществува висок риск от **пропуснати ползи** поради ограниченото участие на НЕК в износа на електричество. Не разполагаме със скорошни данни, за да преценим какъв дял от пазара БЕХ е „предал“ на частни компании, но предишният опит показва, че нереализираната печалба би могла да е значителна. Необходима е ефективна търговска система, която ще донесе прозрачност и лекота в управлението и ще намали спекулациите за това, каква е необходимостта от и функциите на посредниците на енергийния пазар.

### 4.1.6. „Върхът“ на всички проблеми остава: как БЕХ управлява операциите и печалбата си

Печалбата на холдинга е функция от печалбите на неговите подчинени компании. Въпреки че техните печалби варират от компания до компания и от година до година, в зависимост от цената на суровините, нивото на търсене и цената на продадената електроенергия и услуги като цяло печалбите са доста ниски в цялото дружество. Докато НЕК е гигантът в продажбите, компанията е една от най-лошо представилите се по печалби. От друга страна, частни компании като „Брикел“ имат малки продажби, но сравнително високи печалби от около 14 %.

ФИГУРА 24. ПРОДАЖБИ, ПЕЧАЛБИ И МАРЖОВЕ ПРЕЗ 2008 Г.



Източник: Данни от в. „Капитал“.

Основният извод е, че НЕК има неприемливо ниво на печалбите спрямо продажбите си.

ТАБЛИЦА 24. ПЕЧАЛБИТЕ НА НЕК

	2009	2008	2007
Чиста печалба след данъци	8 533	40 075	33 963
Продажби	2 754 548	2 912 988	2 340 363
Печалба %	0,3%	1,4 %	1,5 %

Източник: Годишни доклади на НЕК, 2008 г., 2009 г.

Още в консолидирания отчет за 2008 г. се сигнализира, че за 2009 г. представянето на холдинга ще е дори по-лошо заради неблагоприятните цени и общите пазарни условия, намаленото потребление и т.н.

КАРЕ 13. РЕАЛИЗИРАНИ ЗАГУБИ ОТ ТЪРГОВСКА ДЕЙНОСТ – БЕХ 2009 г.

НЕК ЕАД и ЕСО ЕАД осъществяват дейността си през 2009 г. при неблагоприятни ценови и бизнес условия. Наблюдава се намаляване потреблението на електроенергия в страната, влошаване на търговската конюнктура за износ в региона, изразяваща се в намалено търсене на електроенергия и понижаване на пазарните цени. Също така съгласно решение на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране бяха увеличени преференциалните цени за електроенергията, произведена по комбиниран начин от централите, използващи природен газ, в сила от 01.01.2009 г., и увеличение на преференциалните цени на електрическата енергия, произвеждана от възобновяеми енергийни източници и водноелектрически централи с мощност до 10 MW от 01.04.2009 г. Това доведе до реализиране на загуби от НЕК ЕАД в размер на 42 млн. лева за периода на първото шестмесечие на 2009 г.

В ЕСО ЕАД бяха завишени разходите за закупена разполагаемост за студен резерв вследствие на намаленото потребление на електроенергия и спирането на блокове в някои от кондензационните централи. В резултат на това в ЕСО ЕАД са реализирани загуби в размер на 37 млн. лева за периода на първото шестмесечие на 2009 г.

Мини „Марица-изток“ ЕАД са реализирали загуба в размер на 19316 хил. лева. Намаленото потребление на електроенергия в страната и региона резултира в намаление на поръчките към дружеството през първата половина на 2009 г. Вследствие на това и задържаните продажни цени на въглицата значително намаляват приходите от продажби, което е причина за реализираната загуба през първата половина на 2009 г.

Източник: Консолидиран финансов отчет на БЕХ за 2009 г.

Печалбата на една енергийна компания заради комплексността на сектора е по-трудно да се управлява. Но със сигурност има пробойни, които могат и трябва да се „запушат“, за да се подобри

цялостното представяне. Непълен списък от подобни „пробойни“ би включил:

- Загуби в процеса на производство и пренос на електричество, причинени от лошо управление и кражби;
- Липса на ефективни операции;
- Разходи за персонал – разходите за заплати са се увеличили драматично през последната една година. Специални случаи са атомните проекти, където опасения за сигурността биха спрели прилагането на мерки за оптимизация на персонала;

Таблица 25. РАЗХОДИ ЗА ПЕРСОНАЛ НА БЕХ ЗА 2008 Г.

**Разходи за персонал**

*В хиляди левове*

	<b>2008</b>	<b>2007</b> (неодитирани)
<b>Заплати и възнаграждения</b>	<b>346 568</b>	<b>284 344</b>
<b>Пенсионни и здравни вноски</b>	<b>139 275</b>	<b>99 325</b>
Изменение в начисления за неизползван платен годишен отпуск и на социални осигуровки върху задължения за неизползван платен годишен отпуск	14 117	14 611
Изменение в задължения за обезщетения при пенсиониране	15 386	10 189
Социални разходи	63 869	74 409
<b>Общо разходи за персонал</b>	<b>579 215</b>	<b>482 878</b>

**Допълнителна информация по видове дейност**

Дейности, свързани с продажба на електрическа енергия	453 028	369 314
Дейности, свързани с продажба на природен газ	28 734	25 906
Дейности, свързани с продажба на въглища	94 398	85 591
Дейности, свързани с администриране на групата	3 055	2 067
<b>Общо разходи за персонал</b>	<b>579 215</b>	<b>482 878</b>

Средносписъчният брой на персонала през 2008 година възлиза на 22 223 души (2007: 22 256 души)

*Източник:* Консолидиран финансов отчет на БЕХ за 2008 г.

- Администрацията на холдинга и подчинените компании;
- Продажба на губещи елементи и публично предлагане – вече се обмисля реструктурирането на БЕХ, което да позволи приватизации и публично предлагане. Но трябва внимателно да се проучи дали това би било правилното финансово и мениджърско реше-

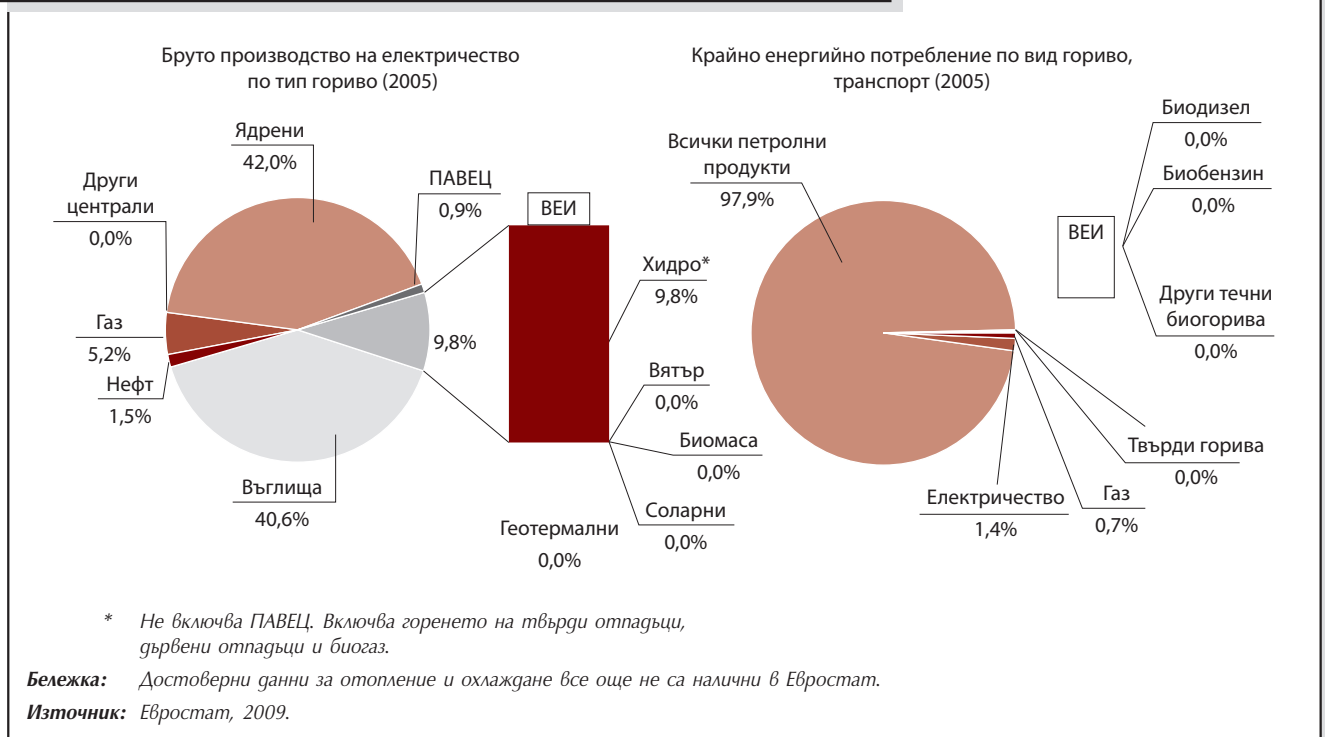
ние, както и кои точно части от холдинга да се продадат или оферират публично;

- Цялостна ефективност/премахване на излишните разходи и операции – това включва набор от решения за по-добро управление на активите и освобождаването от излишните такива, оптимизация на мрежата, оптимизация на служителите, дигитализация и др.;
- Подобряване на събираемостта – възможно наемане на частни съдия-изпълнители и др.;
- Подобряване на използването на информационните технологии в операциите – CRM системи, електронно събиране на данни и др.

## 4.2. УПРАВЛЕНИЕ НА „ЗЕЛЕНАТА ЕНЕРГИЯ“

Проблемът с устойчивото развитие се дискутира широко в пресата и публичното пространство. Нарастването на интереса към проекти за възобновяеми енергийни източници (ВЕИ) през последните няколко години е драматично – предимно ветърни и хидромощности, въпреки че делът на ВЕИ остава нисък.

Фигура 25. Бруто производство и крайно потребление по вид гориво (2005 г.)



Решението за това, до каква степен трябва да се инвестира в „зелена енергетика“, е силно повлияно от няколко противоположни фактора: директивите на ЕС, силните въглищни и атомни лобита, притеснеността за енергийна бедност и др.

**КАРЕ 14. ИНТЕРЕС НА „ЗЕЛЕНИ“ ИНВЕСТИТОРИ**

До края на 2008 г. в НЕК ЕАД са постъпили заявки за присъединяване към електропреносната мрежа на ветроенергийни паркове с обща инсталирана мощност 7690 MW и фотоволтаични паркове с мощност 440 MW. Предварителни договори за присъединяване са сключени с 16 инвеститори, като общата мощност е 1112 MW (вятърни централи 965 MW и фотоволтаични паркове 147 MW).

*Източник: Годишен отчет на НЕК за 2008 г.*

Добавянето на ВЕИ производители към мрежата води до голям брой административни, управленски, финансови и корупционни въпроси, между които:

- Непредвидимостта на ВЕИ: вятърът и слънцето, в по-малка степен водата не могат да се предвидят и управляват с точност като източници на енергия;
- Качеството на източника (наличието и липсата на вятъра и слънцето), което води до непостоянство в напрежението;
- Невъзможността да се складира произведената енергия;
- Липсата на баланс търсене – предлагане – вятърът е най-силен през нощта, когато търсенето спада драстично;
- Невъзможността да се произвежда енергия постоянно;
- Цената за производство е все още прекалено висока; фиксираната изкупна цена е доста по-висока от фиксираната продажна цена за крайните потребители;
- Необходими са големи инвестиции, за да се осигури прибавянето към мрежата на „зелени“ производители – в момента този разход не се споделя от ВЕИ производителите;
- Потенциалните спекулативни финанси в тези инвестиции;
- Потенциалните злоупотреби със Структурни фондове;
- Корумпирането на процеса по изготвяне на оценките за влиянието върху околната среда (ОВОСи).

В опит да се контролират тези предизвикателства регулаторите започнаха да дискутират налагането на максимален таван от 20 % на „зеленото“ производство от общите инсталирани мощности. Това обаче не е устойчиво решение и не е основано на какъвто и да е подробен анализ ползи – разходи. Необходими са механизъм за по-прецизно предвиждане на ВЕИ потенциала и по-добро управление на натоварването и пиковите.

Основният стълб на аргументацията на „антизеленото“ лоби остава цената на зелената електроенергия. Въпреки че в момента ВЕИ не са толкова евтини, колкото въглищната и ядрената енергия, това ще се промени поради редица фактори:

1. **ВЕИ технологиите се подобряват с голяма скорост** и в момента се разработват решения, които след 2-3 години ще се състезават по цена с традиционните производители, базирани на изкопаеми горива. Такъв пример са новите CSP (Concentrated Solar Power) решения, които са в пъти по-евтини от фотоволтаичните инстала-

ции както в първоначалната инвестиция, така и при производството на електричество. Фотоволтаичните технологии се подобряват и започват да произвеждат доста по-евтина електроенергия. Тук идва въпросът дали при одобряването на соларни проекти в България консултантите и инвеститорите вземат под внимание това технологично развитие, или просто преследват наличните фондове от ЕС и благоприятната печалба от дългосрочните договори за изкупуване на електричеството?

2. **Въглищната и ядрената енергия не са толкова евтини, колкото ни убеждават.** Милиони се изсипват в световен мащаб от традиционните енергийни лобита в джобовете на политици и медии, за да се създаде илюзията, че „зелената“ енергия никога не може да е толкова евтина и функционална, колкото въглищната и ядрената. Пълноценното функциониране на пазарите за парникови газове ще промени това завинаги.

ТАБЛИЦА 26. Основни индикатори по източници

Енергиен източник	Цена 2005 г. (евро/МВч)	Цена 2030 г. (евро/МВч, CO <sub>2</sub> = 20-30 евро/тон)	Емисии (кг CO <sub>2</sub> /МВч)	Зависимост от внос ЕС-27		Ефективност	Чувствителност на цената	Резерви/годишно производство
				2005	2030			
Природен газ	35-70	40-85	400-440	57 %	84 %	40-50 %	Много висока	64 г.
Нефт	70-80	80-95	550	82 %	93 %	30 %	Много висока	42 г.
Въглища	30-50	45-70	750-800	39 %	59 %	40-48 %	Средна	155 г.
Ядрено гориво	40-45	40-45	15	100 % ураниева руда		33 %	Ниска	85 г.
Биомаса	25-85	25-75	30	0 %	0 %	30-60 %	Средна	ВЕИ
Вятър	35-175	28-170	10-30	0 %	0 %	95-98 %	Никаква	
Хидро	25-95	25-90	5-20	0 %	0 %	95-98 %	Никаква	
Слънце	140-430	55-260	100	0 %	0 %	-	Никаква	

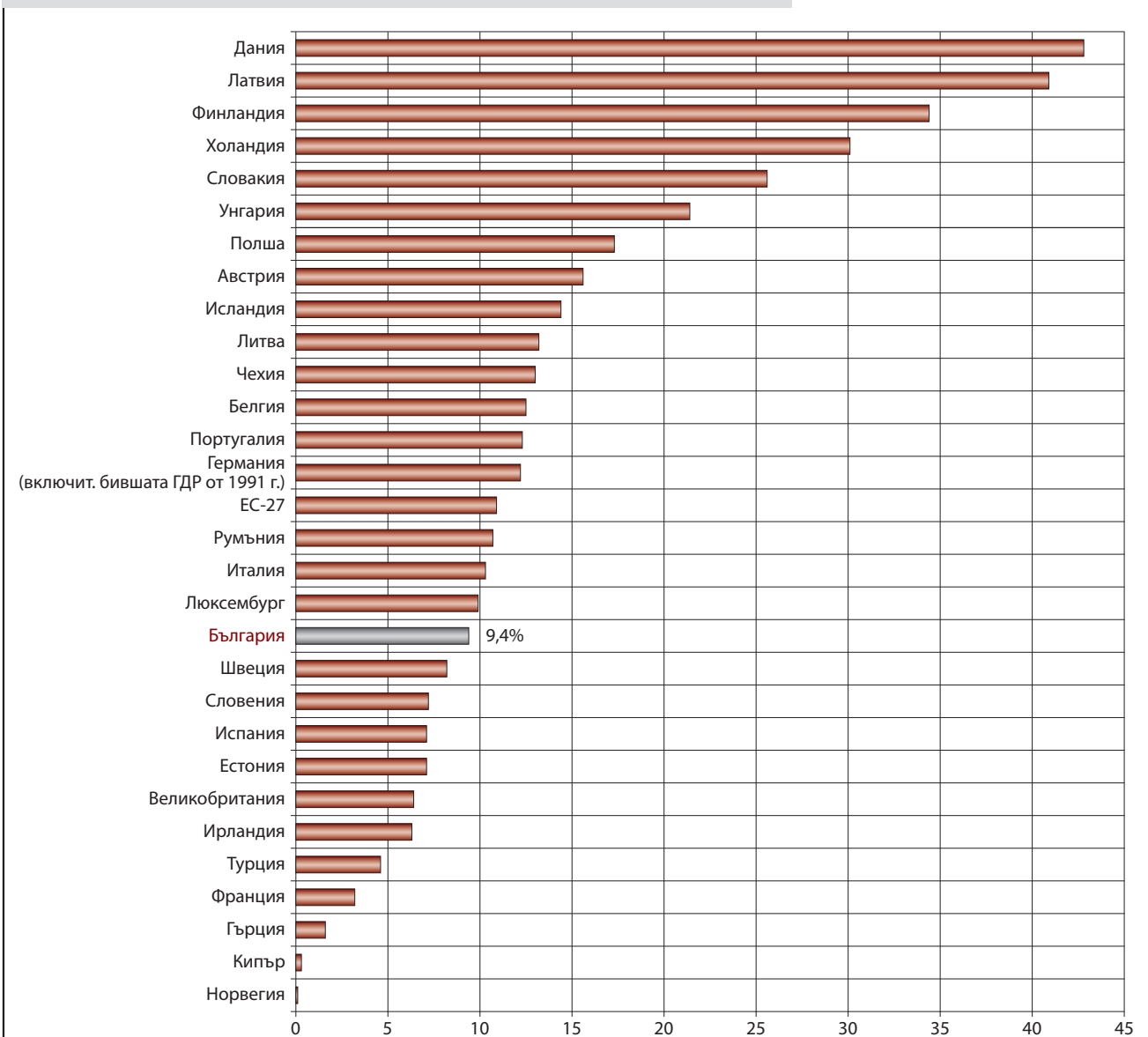
Източник: Енергийна стратегия на България 2020.

Дори неекспертен поглед лесно ще долови няколко проблема:

1. Ако се добави разходът за CO<sub>2</sub>, това рязко ще промени баланса в цените между традиционните производители и ВЕИ.
2. Въглищата и газта имат висока ценова чувствителност и зависимост от вноса на суровини, което ликвидира още един мит – за енергийната сигурност. В контекста на намаляващи ресурси зависимостта от вноса на горива не би могло да се приеме за добро решение по отношение на сигурността.
3. ВЕИ са много по-ефективни от традиционните централи.
4. Безкрайните запаси от ВЕИ – този аргумент е очевиден, но често се забравя.



**Фигура 26. Комбинирано топлинно-енергийно производство – процент от брутното електроенергийно производство (2007 г.), ЕС**



Източник: Евростат, Combined Heat and Power Production (CHP) in the EU, 2001 (SAVE Programme).

Тези фактори са ключови при определянето на политики, що се отнася до:

- цени за консумация;
- дългосрочна енергийна стратегия;
- широкомащабни инвестиции във въглищни и ядрени съоръжения.

Затова поставянето на таван за „зеленото“ производство не би могло да бъде едно добре информирано решение. Внимателният анализ разходи – ползи на цялостния енергиен микс, както и на индивидуалните инвестиционни проекти е единственият правилен път.

Друг проблем за България е ниският дял на комбинираните централи за топло- и енергопроизводство. Тази технология трябва да се използва по-широко, за да се намалят емисиите и да се повиши енергийната ефективност.

Някои от възможните начини да се адресират предизвикателствата пред добавянето на повече „зелен“ капацитет са:

- Законово да се задължи НЕК да добавя нови ВЕИ към мрежата по един бърз и ефективен начин. В момента НЕК няма изгода да добавя нови „зелени“ мощности, защото поема целите разходи и техническата тежест, свързана с това;
- ВЕИ производителите и консуматорите да поемат част от цената за „зелените“ мощности. За да се увеличи прозрачността, делът, платен за „зелена“ енергия, може да се изписва на потребителските фактури;
- ВЕИ производителите могат да се присъединят към международната търговия със „зелени“ сертификати;
- Трябва да се търси баланс между даването на гаранции на „зелените“ инвеститори и намаляване тежестта на дългосрочните договори за покупка върху НЕК;
- Да се увеличат мощностите за комбинирано производство;
- Да се разгледат най-новите и най-ефективни ВЕИ технологии, преди да се одобрят проекти.

### 4.3. ЛИБЕРАЛИЗИРАНЕТО НА ПАЗАРИТЕ: ЕЛЕКТРИЧЕСТВО И ГАЗ

От юли 2007 г. България формално е либерализирала пазара си за електричество. На теория това би трябвало да позволи на всички консуматори да могат да избират доставчиците си, както и да имат достъп до мрежата според Директивата за електричество на ЕС. На практика обаче пазарите са само частично либерализирани – консуматорите все още не могат да избират доставчиците си.

Въпреки че има някакво увеличение в броя на участниците и тяхната активност на либерализирания пазар, делът му все още не е достатъчен, за да създаде конкурентни и балансирани пазарни условия.

Също от 2007 г. регулаторът постави квота за производителите, която цели да покрие нуждите от електричество на всички „защитени клиенти“. Такива клиенти са всички домакинства и бизнес с до 50 работници и годишен оборот над 19,5 млн. лв.

Този модел е преходен и ще бъде трансформиран след приемането на новите правила за търговия с електричество, които се разработват от Електроенергийния системен оператор (ЕСО). Някои основни проблеми за разглеждане при разработването на новите правила са определянето на „балансиращите групи“ и разработването на електроенергийна борса. Обсъжда се въпросът, дали България трябва да има собствена енергийна борса, или да се присъедини към регионална борса.

**ТАБЛИЦА 27. ЗАКУПЕНО ЕЛЕКТРИЧЕСТВО НА РЕГУЛИРАНИЯ И НА СВОБОДНИЯ ПАЗАР (МВч, %)**

**Закупена електрическа енергия по регулирани цени**

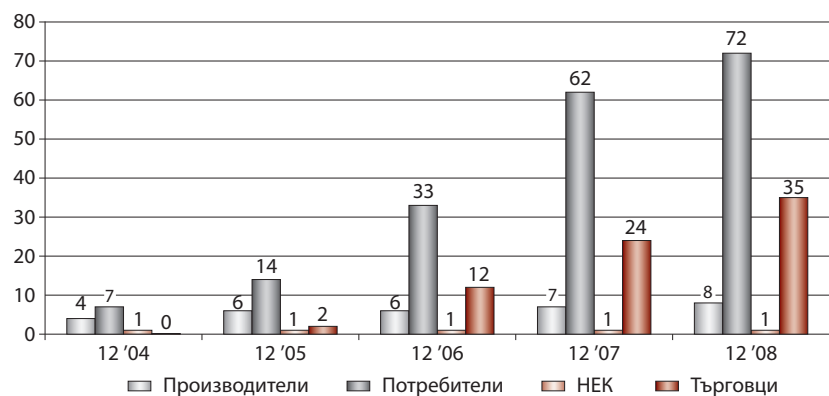
Контрагенти	2009		2008	
	Закупено количество, ГВч	Относителен дял спрямо общото количество, %	Закупено количество, ГВч	Относителен дял спрямо общото количество, %
АЕЦ и ТЕЦ	20 068	82,03	21 672	68,93
Топлофикационни дружества	1 699	6,95	1 646	5,24
Заводски централи	2 133	8,72	2 078	6,61
ВЕИ:				
– Водноелектрически централи	439	2,02	330	1,05
– Вятърни електрически централи	69	0,28	48	0,15
<b>Общо</b>	<b>24 462</b>	<b>100</b>	<b>25 774</b>	<b>81,98</b>

**Закупена електрическа енергия по свободно договорени цени**

	2009		2008	
	Закупено количество, ГВч	Относителен дял спрямо общото количество, %	Закупено количество, ГВч	Относителен дял спрямо общото количество, %
Вътрешен пазар			4 858	15,45
Внос за реекспорт			808	2,57
<b>Общо</b>			<b>5 666</b>	<b>18,02</b>

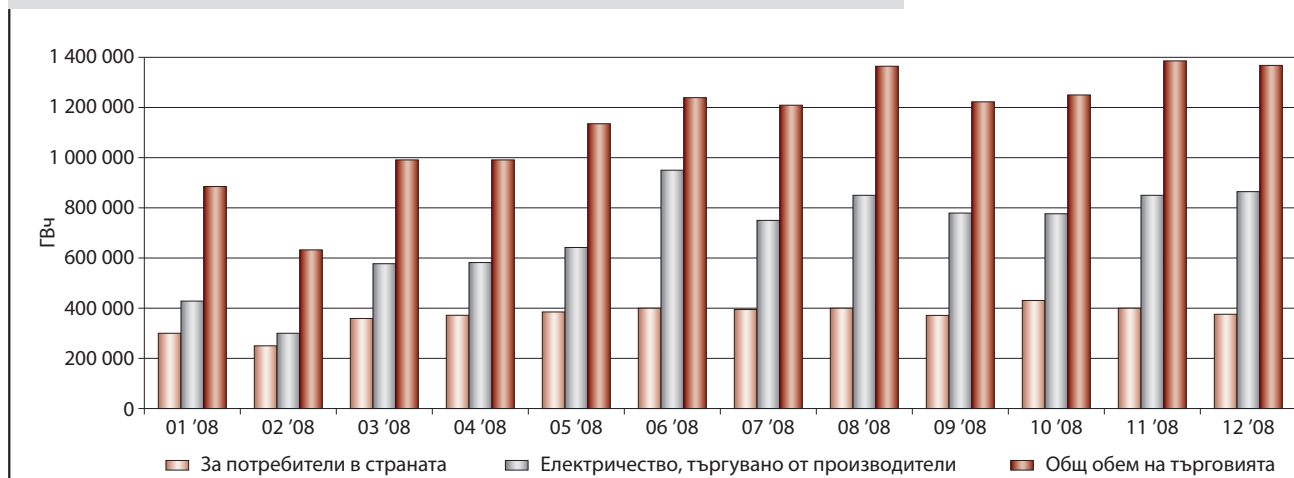
Източник: Годишен отчет на НЕК за 2008 г., 2009 г.

**ФИГУРА 27. РЕГИСТРИРАНИ УЧАСТНИЦИ В ПАЗАРА**



Източник: Годишен отчет на ЕСО за 2008 г.

ФИГУРА 28. ТЪРГУВАНИ ОБЕМИ НА СВОБОДНИЯ ПАЗАР (ГВч)



Източник: Годишен отчет на ЕСО за 2008 г.

Във всеки случай развитието и създаването на търговската платформа трябва да бъдат направени по **прозрачен и рентабилен начин**. Платформата трябва да позволява на НЕК да има по-голямо участие в износа на електрическа енергия и да позволява събирането на данни за нуждите на правителствените анализи.

Някои основни пропуски на сегашния пазар могат да се обобщят по следния начин:

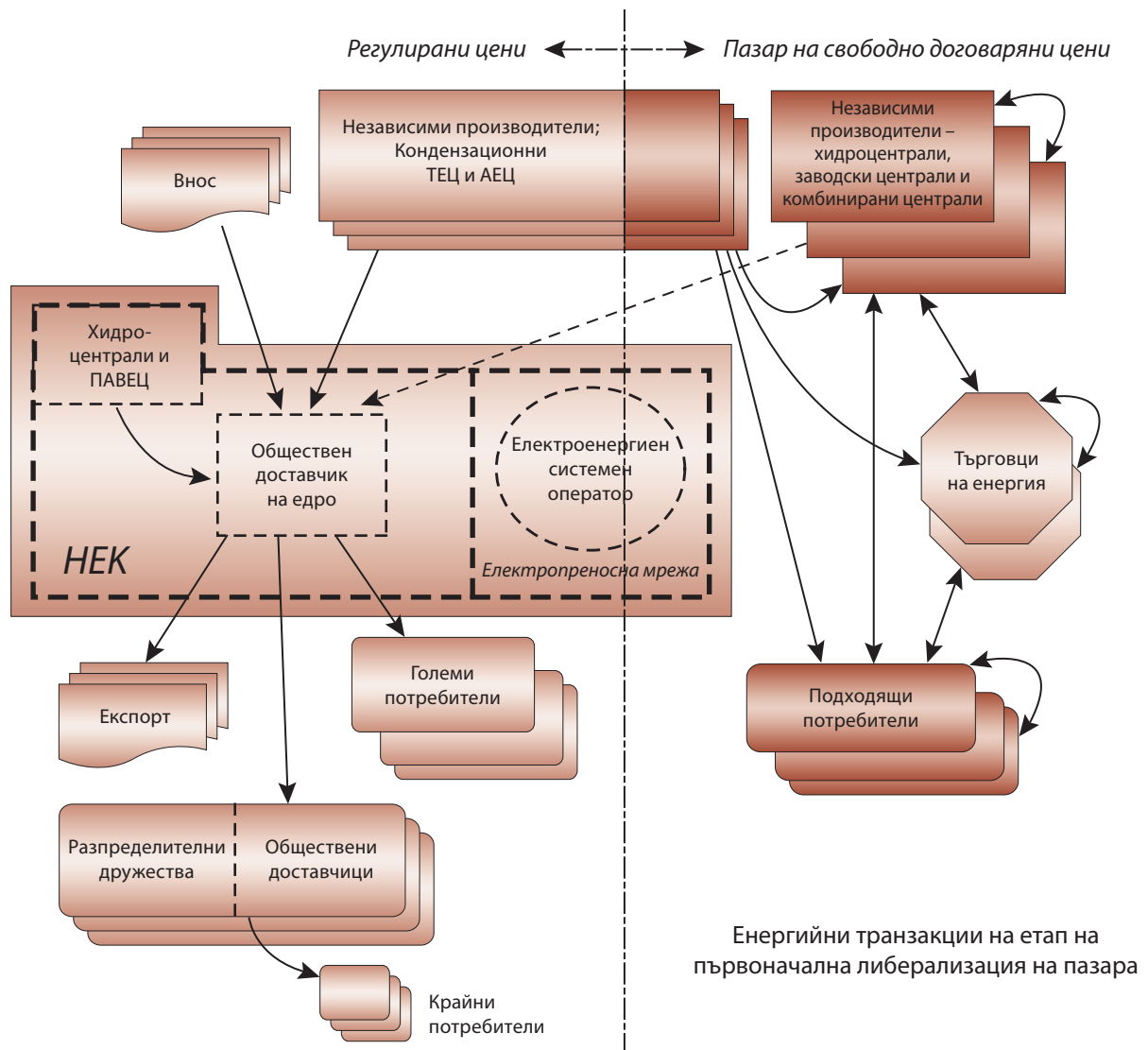
- Цените от генерация до доставка са **регулирани**;
- Търговията с енергия не се извършва по **прозрачен и финансово отговорен начин**;
- **Дългосрочните договори** са подписвани така, че да ограничават количествата енергия и броя на играчите на либерализирания вътрешен пазар;
- **Задължителните изкупни цени, които не са на пазарен принцип** (това засяга основно ВЕИ и когенериращите мощности) лимитират развитието на действително конкурентен енергиен пазар;
- Все още **няма изграден борсов пазарен механизъм** въпреки създадените благоприятни условия за това през 2003 г.

Газовият пазар е в още по-ранен етап на развитие. България сериозно изостава не само от ЕС-27, но и от съседите си, що се отнася до развитието на газовите си мрежи и газифицирането на населението. От приведената статистика<sup>44</sup> се вижда огромната разлика между България и ЕС:

**Дял на общините, на чиято територия се доставя газ:** България = 15 %, ЕС > 80 %.

<sup>44</sup> Gas market – liberalization and functioning, Министерство на икономиката, енергетиката и туризма.

ФИГУРА 29. СТРУКТУРА НА ЛИБЕРАЛИЗИРАНИЯ ПАЗАР



Източник: *Brief Guide to Market Rules, Електроенергиен системен оператор.*

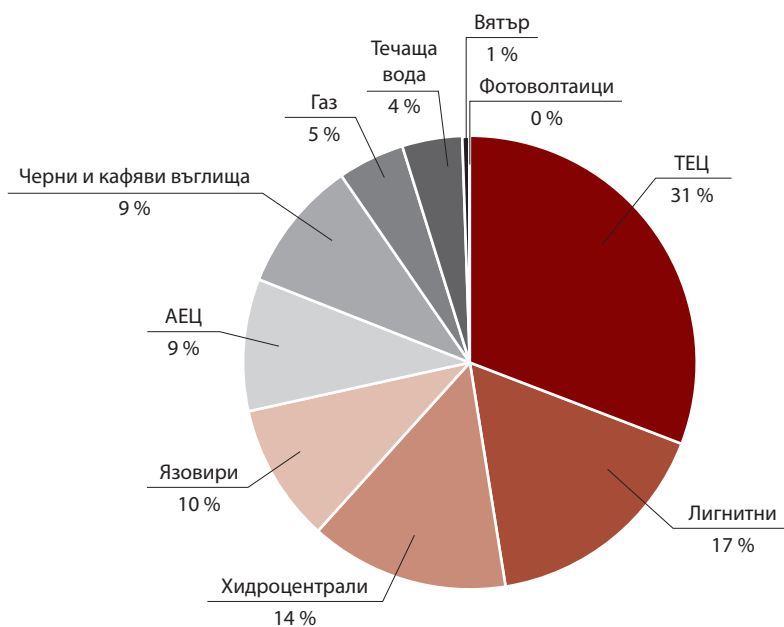
**Дял на общините, които са лицензирани да доставят газ или са в процес на лицензиране (в 2/3 от тях няма реална газификация):** България = 49.5 % (2005 г.), ЕС = 90 %.

**Дял на газифицирани домакинства:** България < 1 % (приблизително 30 000 домакинства), Румъния = 2 млн. домакинства, Холандия = 92 %, Словакия = 90 %, Великобритания = 82 % (2005), Франция = 76 %, Унгария = 75 %, Чехия = 66 %, Полша = 52 %.

Необходимо е да се предприемат сериозни стъпки, за да се преодолеят тези различия. Въпреки че увеличаването на газификацията е един от приоритетите на Стратегия 2020, необходима е сериозна политическа и финансова подкрепа, за да се достави газ до повечето домакинства в България.

#### 4.4. ПРЕГЛЕД НА СТРАТЕГИЯ 2020

ФИГУРА 30. ИНСТАЛИРАНИ ГЕНЕРИРАЩИ МОЩНОСТИ (МВ)



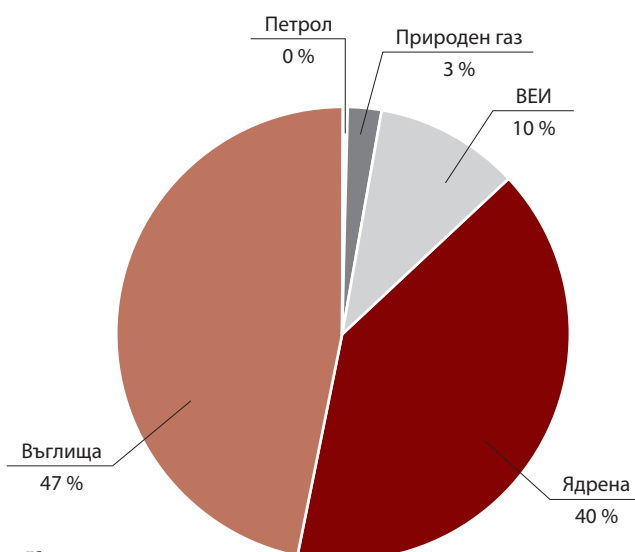
Източник: Годишен отчет на ЕСО (2008).

Проектпредложението за Българска енергийна стратегия от 2008 г. до голяма степен копира стратегическите документи на ЕС – техните цели за 2020, техните приоритети и начините за постигането им. Документът е информативен и доста подробен (около 80 страници) и включва обзор на основните цели и предизвикателства в сектора. В следващото изложение са изброени някои основни моменти в стратегията, които могат да се разгледат или като недостатъци, или като потенциални „рискови“ зони за допускането на заинтересовани кръгове да повлияят на разработването на политиките в сектора.

Основната забележка към стратегията като цяло е, че тя

е силно повлияна от мощните въглищни и ядрени лобита в страната. Въпреки че ВЕИ и енергийната ефективност са застъпени като първостепенни стратегически цели, енергийният микс на страната остава силно небалансиран в посока на въглищната и ядрената енергия.

ФИГУРА 31. ПЪРВИЧНО ПРОИЗВОДСТВО ПО ВИД РЕСУРС (2007 г.)



Източник: Евростат.

**Общи проблеми на стратегията<sup>45</sup>:**

- Не е заложено **ревизиране на стратегията** във връзка с постигането на целите и промените в макроикономическата и геополитическата обстановка. Трябва да има специално упоменати периоди за подобно ревизиране;
- Стратегията не взема под внимание **динамиката на променящите се пазари** в ЕС – глава 1 в настоящия доклад обсъжда намаляващите балкански пазари;
- Стратегията не взема под внимание **кривата на технологичното развитие при ВЕИ** – много скоро те ще бъдат конкурентни в цените с традиционните източници благодарение на подобрените технологии и развитието на Схема за търговия с емисии (СТЕ) в Европа;
- Стратегията ясно потвърждава, че **въглищата** ще останат стълбът на енергийната ни индустрия и че държавата ни е склонна да влага още повече във въглищни централи чрез внедряване на последно поколение технологии. Това предоставя поле за разширяване на въглищната индустрия и изразходване на огромни средства като например за планираната **система за улавяне и съхранение на CO<sub>2</sub> (CCS)**. България е заявила интерес в изграждането на демонстрационен проект в „Марица-изток“ като част от програмата на ЕС за изграждането на 10-12 пилотни проекта за CCS до 2015 г.<sup>46</sup> Подобен CCS проект би означавал достъп до огромна субсидия от ЕС – дали това няма да се превърне в поредния канал за корупционни схеми? Анализатори от Bellona споделят, че вече има слухове, че определени заинтересовани кръгове биха използвали CCS като инструмент да намалят емисиите на CO<sub>2</sub> чрез увеличаване на злоупотребата със субсидии. Но не само средства от ЕС са в риск, в проектостратегията 2020 се предвижда използването на местни средства за CCS проект (страница 66):

**КАРЕ 15. 2020 ПРОЕКТОСТРАТЕГИЯ (ПРОЕКТ 2008 г.)**

Използване на поне 60% от националните приходи от търговия с емисии и новия либерален режим на държавните помощи в областта на околната среда за поощряване въвеждането на иновативни, високоефективни и чисти производства и технологии, включително технологии за улавяне и съхранение на въглероден диоксид.

Затова правителството трябва да:

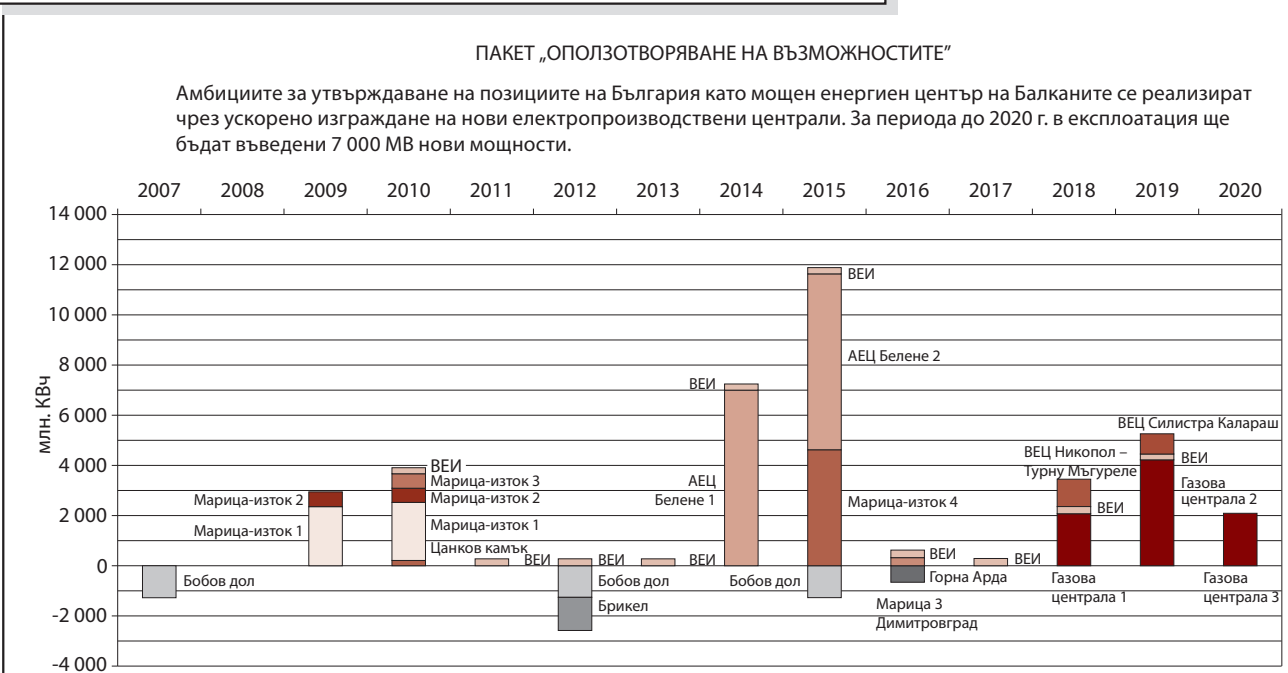
- Базира решението дали да се изгради CCS на внимателен анализ разходи – ползи.
- Осигури ясен механизъм за финансов мониторинг и превенция на корупцията.
- Стратегията има **подход отгоре-надолу** – вместо това тя трябва да насърчава децентрализацията и внедряването на енергийно

<sup>45</sup> Основани предимно на декларацията на участниците в националната конференция „Енергийната стратегия на България – анализ и препоръки“, февруари 2009.

<sup>46</sup> [http://www.bellona.org/articles/articles\\_2009/1247472841.24](http://www.bellona.org/articles/articles_2009/1247472841.24)

- ефективни решения отдолу-нагоре – от домакинствата и малките енергийно независими общности;
- Стратегията трябва да настоява за прилагането на **националните планове за алокация на емисионните квоти**, свързани с участието на България в **СТЕ**;
  - Стратегията до голяма степен разчита и на увеличаването на ядрения капацитет. В това има два проблема:
    - Риск проектът „Белене“ да не се състои, което ще умножи по нула всички калкулации в стратегията;
    - Не се вземат под внимание социалната, екологичната и икономическата цена на съхранението на ядрено гориво. Ядреното лоби отчетливо се опитва да избегне този въпрос, но един истински „независим“ документ, какъвто трябва да е националната стратегия, би трябвало да подчертае този дългосрочен товар.

**ФИГУРА 32. ПЛАНОВЕ ЗА УВЕЛИЧАВАНЕ НА КАПАЦИТЕТА ДО 2020 Г.**



Източник: Енергийна стратегия на България 2020 (проект 2008 г.).

- Имайки предвид динамично променящата се пазарна среда и рисковете, свързани със завършването или незавършването на големите енергийни проекти като „Набуко“, „Южен поток“ и АЕЦ „Белене“, стратегията би трябвало да представи **повече от един проектиран сценарий**. Моделът, на който са базирани калкулациите, трябва да се ревизира и да се дадат няколко сценария със съответни планове за действие;
- В стратегията няма ясно дефинирани параметри за това, как **финансирането** (вътрешно и външно) ще **се управлява ефективно и прозрачно**. Предишните глави на настоящия доклад показаха, че в сектора има огромни рискове от лошо управление и злоупотреби. В стратегията трябва да бъдат включени специални текстове,

















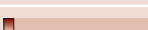
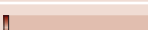







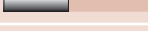
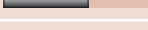
- за да се ограничат тези рискове;
- Стратегията трябва също да подчертае необходимостта от повече **научноизследователска и развойна дейност**;
  - Ясно трябва да се изрази потребността от модерна **система за комуникация и автоматизация** на енергийната преносна мрежа. Подобна модерна система е особено важна за „отключване“ на пазара за малки ВЕИ производители;
  - Трябва да се включат възможности за **допълнителни анализи** като например:
    - оценка на въздействието;
    - макроикономическо въздействие на стратегията;
    - екологична оценка;
    - социална оценка;
    - оценка разходи-ползи;
    - оценка за оползотворяването на ВЕИ потенциала;
    - оценка на реалния капацитет за енергийна ефективност.
  - Необходимо е да се предвидят възможности за оптимизиране на процеса на **енергийно планиране и широк обществен дебат** за поставените приоритети;
  - Трябва да се осигури финансова подкрепа за използването на **екологичен транспорт**;
  - Ясно трябва да се отбележи, че **не бива да се допуска дефинирането** на горенето на **домашен отпадък като „чисто“**. С тази технология са свързани високи екологични рискове.

## 4.5. НАМАЛЯВАНЕ НА ЕМИСИИТЕ ОТ ПАРНИКОВИ ГАЗОВЕ

Когато поставя национални цели за намаляване на парниковите газове, ЕК използва подход, който взема под внимание нивото на БВП на човек от населението в съответната страна членка, постигнатия прогрес и прогнозите за икономически растеж. Не е изненадващо, че в процеса на преговори България се присъедини към група от около 8 страни (предимно от Източна Европа), които лобираха за по-високи тавани на емисиите, като се уповаваха на своите ниски равнища на доходите<sup>47</sup>. В резултат за българските сектори, които не влизат в схемата за търговия с емисии (СТЕ), бе предложено **увеличение от 20 % спрямо равнищата от 2007 г. до 2020 г.**, което е **най-високият таван в ЕС** (страните членки получават от -20 % до +20 %). Това най-вероятно също е в резултат на усилията на местното „въглищно“ лоби, което е най-големият замърсител в енергийния сектор. На макроравнище България получи и доста висок таван в рамките на Протокола от Киото. Според данните България се справя добре спрямо целите, поставени за 2012 от Протокола в Киото.

<sup>47</sup> Интервю с Венелина Величкова от „За Земята“, 5-и август, 2009.

ТАБЛИЦА 28. ЦЕЛИТЕ ОТ КИТО

Страна – членка на ЕС	2003	2004	2005	2006	2007	Киото, цел 2012	Процент под целта от Киото
Латвия	10,7	10,7	10,9	11,7	12,1	23,3	 48,07 %
Естония	21,2	21,2	20,7	19,2	22,0	40,0	 45,00 %
Литва	16,7	21,1	22,6	22,8	24,7	44,1	 43,99 %
Румъния	Няма данни	160,1	153,7	153,9	152,3	259,9	 41,40 %
България	Няма данни	68,9	69,8	71,5	75,7	127,3	 40,53 %
Унгария	83,3	79,5	80,5	78,8	75,9	114,9	 33,94 %
Словакия	51,1	49,5	48,7	49,0	47,0	67,2	 30,06 %
Полша	382,5	396,7	399,0	399,3	398,9	551,7	 27,70 %
Чехия	147,5	147,1	145,6	149,1	150,8	180,6	 16,50 %
Швеция	70,9	69,7	67,0	66,9	65,4	75,2	 13,03 %
Великобритания	658,0	660,4	657,4	647,9	636,7	678,3	 6,13 %
Франция	560,9	556,1	553,4	541,7	531,1	564,0	 5,83 %
Гърция	137,2	137,6	139,2	128,1	131,9	139,6	 5,52 %
Белгия	147,6	147,6	143,8	136,6	131,3	135,9	 3,38 %
Германия	1024,4	1025,0	1001,5	980,0	956,1	972,9	 1,73 %
<b>Процент над целта от Киото</b>							
Холандия	215,4	218,4	212,1	208,5	207,5	200,4	 -3,54 %
Португалия	83,7	84,6	85,5	84,7	81,8	77,4	 -5,68 %
Ирландия	68,4	68,6	69,9	69,7	69,2	63,0	 -9,84 %
Финландия	85,4	81,2	69,3	79,9	78,3	71,1	 -10,13 %
Словения	19,7	19,9	20,3	20,5	20,7	18,6	 -11,29 %
Италия	577,3	580,5	582,2	563,0	552,8	485,7	 -13,82 %
Дания	73,6	68,2	63,9	71,0	66,6	54,8	 -21,53 %
Австрия	92,5	91,2	93,3	91,6	88,0	68,7	 -28,09 %
Испания	407,4	425,2	440,6	433,0	442,3	331,6	 -33,38 %
Люксембург	11,3	12,8	12,7	13,3	12,9	9,1	 -41,76 %

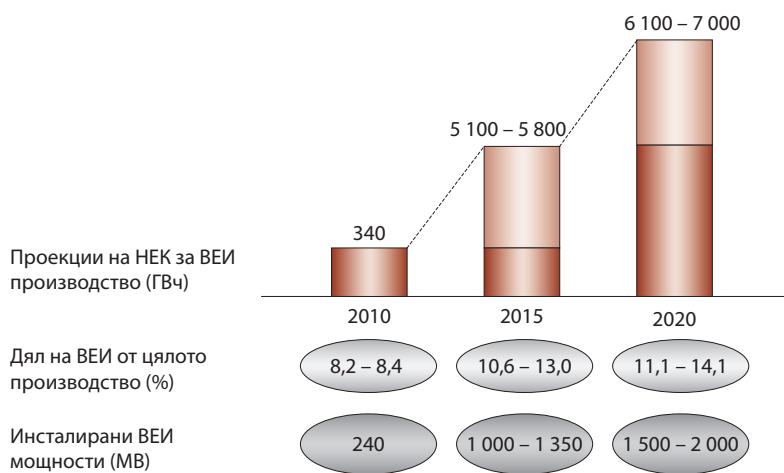
Източник: Енергиен портал на ЕС.

Вече има сигнали, че България няма да остане задълго един от „пристаните“ за замърсяване в Европа. Промени в СТЕ, предложени от ЕК, ще принудят българските въглищни централи от 2013 г. да плащат за всичките си емисии. Това със сигурност ще промени

баланса в цената на производство между традиционните енергийни производители и ВЕИ.

## 4.6. ПОВИШАВАНЕ ДЕЛА НА ВЕИ В КРАЙНОТО ПОТРЕБЛЕНИЕ НА ЕНЕРГИЯ

ФИГУРА 33. ПЕРСПЕКТИВИ НА НЕК ЗА ВЕИ УВЕЛИЧЕНИЕ



Източник: Годишен доклад на НЕК (2008).

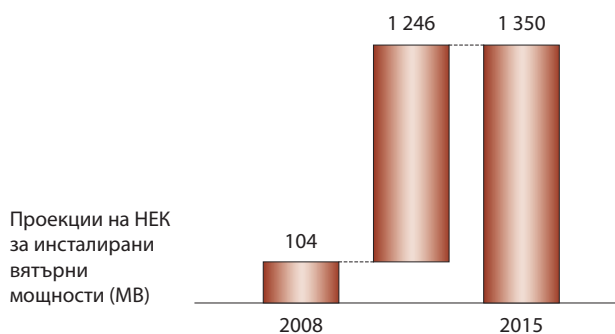
Целта, поставена за 2020 г. за България, е 16 % от крайното потребление да е от ВЕИ. Отново се очаква тя да постигне едно от **най-ниските увеличения в дела на ВЕИ (7,1 %) в сравнение с другите страни членки.**

При това България има амбициозни планове, що се отнася до ВЕИ – предимно хидро- и вятърни проекти. Не е ясно обаче, какъв дял от това проектирано увеличение реално ще се осъществи.

Една от основните задачи за правителството е да създаде балансиран микс от източници

в рамките на ВЕИ в дългосрочен план. Големите хидро- и вятърни проекти са доста по-вредни за околната среда, отколкото местните решения, които позволяват изграждането на **енергийно независими общности**, които разчитат на малки соларни, вятърни и хидро мощности. Съществуващата законова и физическа инфраструктура в момента не позволяват създаването на такива общности. Те са доста разпространени и успешни в страни като Дания и Холандия.

ФИГУРА 34. ПЕРСПЕКТИВИ НА НЕК ЗА УВЕЛИЧЕНИЕ НА ВЯТЪРНИТЕ МОЩНОСТИ



Източник: Годишен доклад на НЕК (2008).

## 4.7. ПОДОБРЯВАНЕ НА ЕНЕРГИЙНАТА ЕФЕКТИВНОСТ

Тъй като България през последните години е най-слабо представящата се държава в Европа, що се отнася до енергиен интензитет, нейните цели за 2020 г. са по-амбициозни – 50 %-но намаляване до 2020 г., сравнено с 20 % при другите страни членки.

Най-големият потенциал за намаляване на интензитета е при процеса на генерация и дистрибуция на енергия, включително развитието на газификацията, намаляването на загубите при пренос и доставка, подобряването на ефективността на термичните централи, повишаването на дела на енергията, произведена от високоефективната когенерация.

## 4.8. ВАЖНИ ЕНЕРГИЙНИ ИНВЕСТИЦИОННИ ПРОЕКТИ

Големите текущи инвестиционни проекти са тема на постоянни разговори както в медиите, така и в политическите среди. Ясно е, че до момента водещият принцип за вземане на решения не е бил стабилният икономически анализ, а по-скоро нагаждането към най-силните политически и финансови интереси както в страната, така и извън нея (основно Русия).

Някои от основните проекти са:

- **АЕЦ „Белене“;**
- Втората електроенергийна връзка **„Гълбово – Неа Санта“;**
- Нефтопроводът **„Бургас – Александрополис“;**
- **Регионалният терминал за втечен природен газ (LNG)** – или на Българското черноморие или на гръцкото крайбрежие;
- **АМБО** – проект за петролопровод от Каспийския регион: Бургас – Скопие – Вльора (Албания);
- **„Набуко“** – газопровод от Каспийския регион през България и Турция до Западна Европа;
- **„Южен поток“** – газопровод, който ще свърже Русия с Италия и Австрия, заобикаляйки Украйна;
- **Рехабилитация** на съществуващи мощности – основно въглищни мощности в „Марица-изток“;
- **Големият хидропроект „Цанков камък“;**
- **Големи ветропаркове** – такива се планират край Каварна, Шабла и Балчик.

Не би било подходящо настоящият доклад да представи подробен анализ разходи – ползи на големите инвестиционни проекти. Първо, на тази тема се проведе достатъчно публични дискусии и повечето „за“ и „против“ са вече изложени. Още повече, че в момента не са налични всички необходими данни, за да се направи независима оценка за разходи – ползи. Освен това решения за проекти като „Набуко“ и „Южен поток“ в крайна сметка ще бъдат взети от за-

интересованите страни извън България и те ще бъдат базирани на икономическата полза. Затова по-полезно е в настоящия доклад да се изложат **основните параметри на един анализ, които би трябвало да са водещи** при вземането на решения и осъществяването на големите инвестиционни проекти:

- **Солиден финансов анализ**

- Цялостен анализ на всички финансови параметри на проектите. За онези от тях, които са в процес на изпълнение, трябва да се направи независим одит на досегашните разходи;
- Анализ на чувствителността, който да изгради алтернативни сценарии, базирани на предварително зададени индикатори като: цена на горивото, промени в нивото на търсене, експортни условия и др.;
- Анализ на пазара на енергия на Балканите (част от анализа на чувствителността) – нови мощности, планирани регулации, тенденции в търсенето, и др.;
- Анализ на чувствителността във връзка с компонента време – колко ще струва, включително пропуснати ползи, ако се построи след 3 г., след 5 г. и т.н.;
- Анализ на цената на „НЕ-изграждане“ – пропуснати ползи, елементи на сигурност и др.

- **Специфични моменти в икономическия анализ:**

- Икономическите и политическите допускания, на базата на които са правени инвестиционни планове – пазарно търсене, регулации и др.;
- Детайлна разбивка на цената на МВч – включително цената за управление на отпадъци, търговията с емисии на CO<sub>2</sub>, дял от цената за включване към мрежата (особено за ВЕИ);
- Перспективи за ръст на инфлацията;
- Ефекти на финансовата криза;
- Увеличаваща се цена на човешките ресурси;
- Увеличаваща се цена на капитала;
- Валутен риск;
- Увеличаваща се цена на строителството – материали, регулации за сигурност и др.

- **Анализ на злоупотребите**

- Какви щети са нанесени до момента – съществуващи случаи на злоупотреба;
- Какви са потенциалните рискови зони – субсидии от ЕС, обществени поръчки и др.;
- Ревизия на плановете за обществени поръчки – процедури, обекти на обществената поръчка, критерии и др. (вж. главата за обществени поръчки в настоящия доклад).

- **Ревизия на сегашния механизъм на управление, както и на лицата, заемащи важни ръководни постове:**

- Оптимална ли е сегашната мениджърска структура?
- Къде е концентрирана властта – това оптимално ли е, що се отнася до ефективното и навременно вземане на решения?
- Кой са ключовите фигури – чисто ли е миналото им по отношение на корупцията; какъв е капацитетът им; каква е визията им за развитие на дадения проект?

- Какви са начините да се оптимизират операциите и управлението?
- **Оценка на влиянието върху околната среда:**
  - Дългосрочна оценка на управлението на отпадъци;
  - Биоразнообразие;
  - ОВОСи – в момента те не са 100 % прозрачни и независими, тъй като се изготвят от експерти, наети от инвеститора, което поражда риск от конфликти на интереси;
  - Оценка за съобразяване с „Натура 2000“ – отново в момента инвеститорът избира експертите, което поражда конфликт на интереси.
- **Анализ на влиянието върху обществото:**
  - Ефект върху енергийната бедност;
  - Ефект върху местната заетост.
- **Стратегическа позиция и важност на инвестицията:**
  - Какво място има проектът в цялостната нова енергийна стратегия (вж. коментарите по сегашната стратегия);
  - Реалистична ли е важността на проекта за сигурността – например зависимостта от Русия за ядрено гориво, сравнено с неизчерпаемите ВЕИ.
- **Правен анализ**
  - Ревизия на всички основни договори;
  - Какви биха били наказанията, ако правителството реши да замрази или да блокира за постоянно даден проект?
  - Възможността да се анексират договорите с по-изгодни условия.

Това са някои от основните аналитични стъпки, които би трябвало да се включат в информиращия процес на вземане на решения. Тъй като обикновено правителствата са ограничени откъм време и ресурси, в следващата част предлагаме някои практически стъпки и решения, с които да се пристъпи към развитието на големите инвестиционни проекти и на сектора като цяло.