

ПРОЕКТ

РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ

# ПРОГРАМА ЗА ПРИЛАГАНЕ

НА

**ДИРЕКТИВА 2001/80/ЕС**

**ОТНОСНО ОГРАНИЧАВАНЕ НА ОПРЕДЕЛЕНИ ЗАМЪРСИТЕЛИ НА ВЪЗДУХА  
ОТ ГОЛЕМИ ГОРИВНИ ИНСТАЛАЦИИ**

Март 2003, София

<b>СПИСЪК НА СЪКРАЩЕНИЯТА.....</b>	<b>3</b>
<b>I ВЪВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>4</b>
I.1 Основни изисквания на Директивата .....	4
I.2 Законодателство на ЕС, свързано или имащо отношение към Директива 2001/80/ЕС и нейното прилагане .....	5
I.3 Използвани източници на информация .....	5
<b>II ПРЕГЛЕД НА ТЕКУЩОТО СЪСТОЯНИЕ .....</b>	<b>7</b>
II.1 ПРЕГЛЕД НА СЦЕНАРИИТЕ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИКОНОМИКАТА И ЕНЕРГЕТИКАТА.....	7
II.2 ДЕЙНОСТИ ПО ПРИЛАГАНЕТО НА ДИРЕКТИВА 88/609/ЕЕС .....	9
II.3 ХАРМОНИЗАЦИЯ НА БЪЛГАРСКОТО ЗАКОНОДАТЕЛСТВО .....	10
II.4 КОМПЕТЕНТНИ ОРГАНИ .....	10
II.5 ДЕЙСТВАЩИ ГГИ И ВЪЗМОЖНИ ТЕХНИЧЕСКИ МЕРКИ ЗА ПРИВЕЖДАНЕТО ИМ В СЪОТВЕТСТВИЕ С НОРМИТЕ НА ДИРЕКТИВАТА .....	13
II.5.1 <i>Разпределение на емисиите на вредни вещества от ГГИ.....</i>	<i>14</i>
II.5.2 <i>Описание на ГГИ и възможните мерки за привеждане в съответствие .....</i>	<i>18</i>
II.5.2.1 ТЕЦ “Брикел” ЕАД.....	18
II.5.2.2 ТЕЦ “Марица изток 2” ЕАД .....	19
II.5.2.3 НЕК ЕАД, клон ТЕЦ “Марица изток 3” .....	20
II.5.2.4 ТЕЦ “Марица 3” ЕАД.....	21
II.5.2.5 ТЕЦ “Бобов дол”.....	22
II.5.2.6 ТЕЦ “Варна”.....	23
II.5.2.7 “Топлофикация Русе” ЕАД- ТЕЦ “Русе Изток” .....	23
II.5.2.8 “Топлофикация София” ЕАД.....	24
II.5.2.9 “Топлофикация Бургас” ЕАД- ТФЦ “Бургас” .....	27
II.5.2.10 “Топлофикация Казанлък” ЕАД- ТЕЦ “Казанлък”.....	27
II.5.2.11 “Топлофикация Пловдив” ЕАД.....	28
II.5.2.12 “Топлофикация Шумен” ЕАД- ТЕЦ “Шумен” .....	29
II.5.2.13 “Топлофикация Сливен” ЕАД- ТЕЦ “Сливен” ЕАД .....	29
II.5.2.14 “Топлофикация Враца” ЕАД- ТФЦ “Младост” .....	30
II.5.2.15 “Топлофикация Варна” ЕАД- ТФЦ “Владислав Варненчик” .....	30
II.5.2.16 “Топлофикация Габрово” ЕАД- ТЕЦ “Габрово” .....	31
II.5.2.17 “Топлофикация В Търново” ЕАД- ТФЦ “В.Търново” .....	32
II.5.2.18 “Топлофикация Плевен” ЕАД- ТЕЦ “Плевен”.....	33
II.5.2.19 “Топлофикация Перник” ЕАД- ТЕЦ “Република” .....	33
II.5.2.20 ТЕЦ “Девен” АД- Девня.....	34
II.5.2.21 ТЕЦ към “Видахим” АД- Видин.....	36
II.5.2.22 ТЕЦ към “Нова Плама” АД- Плевен .....	37
II.5.2.23 ТЕЦ към “Свилоса” АД- гр. Свищов .....	39
II.5.2.24 ТЕЦ- към “Кремиковци” АД.....	40
II.5.2.25 ТЕЦ “Хименерго” ЕАД към “ХИМКО” АД- гр. Враца.....	41
II.5.2.26 ТЕЦ към “Лукойл Нефтохим Бургас” АД.....	42
II.5.2.27 ТЕЦ към “Фабрика за хартия- Стамболийски” АД .....	44
II.6 ОБОБОЩЕНИЕ НА НЕОБХОДИМИТЕ МЕРКИ ЗА ПРИВЕЖДАНЕ НА ГГИ В СЪОТВЕТСТВИЕ С НОРМИТЕ НА ДИРЕКТИВАТА.....	45
II.6.1 <i>Извеждане от експлоатация на действащи мощности в ГГИ.....</i>	<i>45</i>
II.6.2 <i>Изграждане на заместващи мощности.....</i>	<i>45</i>
II.7 ОЦЕНКА НА ИНВЕСТИЦИИТЕ И РАЗХОДИТЕ ЗА ЕВЕНТУАЛНО ПРИЛАГАНЕ НА ДИРЕКТИВАТА В СРОК .....	52
II.8 ОБОСНОВКА НА ПРЕХОДНИ ПЕРИОДИ .....	56
<b>III ПЛАН ЗА ПРИЛАГАНЕ НА ДИРЕКТИВАТА.....</b>	<b>68</b>
III.1 ПОДХОД ЗА ПРИЛАГАНЕ.....	68
III.2 КОНТРОЛ НА ИЗПЪЛНЕНИЕТО (АДМИНИСТРИРАНЕ НА ПЛАНА) .....	69
III.3 ДОКЛАДВАНЕ.....	69
III.4 ПЛАН ЗА ДЕЙСТВИЕ.....	70

<b>IV</b>	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ НА ДИРЕКТИВАТА КЪМ НОВИ ГГИ СЪГЛАСНО ЧЛ. 4 (2).....</b>	<b>85</b>
<b>V</b>	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>86</b>

## СПИСЪК НА СЪКРАЩЕНИЯТА

ГГИ- големи горивни инсталации  
НДЕ- норми за допустими емисии  
ЕЕС- Европейска икономическа общност  
КАВ- качество на атмосферния въздух  
МЕЕР- министерство на енергетиката и енергийните ресурси  
КЕ- комитет по енергетика  
СОИ- сероочистващи инсталации  
МИ- министерство на икономиката  
МОСВ- министерство на околната среда и водите  
РИОСВ- районна инспекция по околната среда и водите  
ИАОС- изпълнителна агенция по околна среда  
ПГ- парогенератор  
ВК- водогрейни котли  
ЕФ- електрофилтри  
ISPA- Структурен предприсъединителен фонд на ЕС  
ОВ- отопление и вентилация  
БГВ- битово горещо водоснабдяване  
АГРС- автоматизирана газоразпределителна станция  
ПУДООС- предприятие за управление на дейностите по опазване на околната среда  
СРК- содорегенерационен парогениратор  
BGN- български лев  
ДКЕР- държавна комисия за енергийно регулиране  
ЗЧАВ закон за чистотата на атмосферния въздух  
ПП- програма за прилагане  
IPPC- комплексно предотвратяване и контрол на замърсяването  
туг- тон условно гориво  
куг- килограм условно гориво  
ВАТ- най-добри налични техники  
СО- степен на почистване  
МС- министерски съвет  
ЕБВР- европейска банка за възстановяване и развитие  
ДБ- държавен бюджет  
НС- народно събрание  
ССО- собствени средства на оператора

## I ВЪВЕДЕНИЕ

Настоящата Програма за прилагане на Директива 2001/80/ЕС (по-нататък наричана само “Директивата”) в Р България е разработена в подкрепа на заявените от страната искания за преходен период за нейното прилагане към четири действащи големи горивни инсталации (ГГИ) и дерогация за изграждане на нови мощности, работещи на местни лигнитни въглища от Маришкия басейн. Програмата определя подхода, дейностите и сроковете, с които операторите на ГГИ в страната трябва да се съобразяват за изпълнение на задълженията произтичащи от Директивата.

### I.1 ОСНОВНИ ИЗИСКВАНИЯ НА ДИРЕКТИВАТА

Директивата установява норми за допустими емисии (НДЕ) на серен диоксид, азотни оксиди и прах, изпускани в атмосферния въздух от ГГИ.

Тя се прилага към горивни инсталации с номинална входяща термична мощност равна на или по-голяма от  $50 \text{ MW}_{\text{th}}$ , независимо от вида на използваното гориво (твърдо, течно или газообразно), проектирани за производство на енергия.

Сроковете за прилагане на изискванията на Директивата, са както следва:

- За действащите ГГИ и новите такива, които се въведат в експлоатация преди 27 ноември 2003 г. постигане на съответствие с НДЕ преди 01.01.2008 г.
- При това, без да се нарушават разпоредбите на Директиви 96/61/ЕС и 96/62/ЕС, съществуващите инсталации могат да не прилагат съответните НДЕ, когато:
  - Операторът на дадена съществуваща инсталация поеме с писмена декларация до компетентните органи (подадена не по-късно от 30.06.2004 г.) задължението да не експлоатира инсталацията повече от 20 000 работни часа между 01.01.2008 г. и 31.12.2015 г.
  - Операторът на дадена инсталация с мощност по-голяма от  $400 \text{ MW}_{\text{th}}$  поеме задължението съответната инсталация да не работи повече от 2000 работни часа на година (между 01.01.2008 г. и 31.12.2015 г.) и повече от 1500 работни часа годишно след 01.01.2016 г. при НДЕ на серен диоксид от  $800 \text{ мг/м}^3$ .
- За нови инсталации които се въвеждат в експлоатация след 27.11.2003 г. Директивата се прилага изцяло (от датата на въвеждането им в експлоатация).

## **I.2 ЗАКОНОДАТЕЛСТВО НА ЕС, СВЪРЗАНО ИЛИ ИМАЩО ОТНОШЕНИЕ КЪМ ДИРЕКТИВА 2001/80/ЕС И НЕЙНОТО ПРИЛАГАНЕ**

По-важните нормативни документи на ЕС, които имат отношение към Директивата са следните:

- Директива 88/609/ЕЕС относно ограничаване емисиите на определени замърсители в атмосферния въздух от големи горивни инсталации
- Директива 96/61/ЕС относно комплексното предотвратяване и контрол на замърсяването
- Рамкова директива 96/62/ЕС за оценка и управление на качеството на атмосферния въздух (КАВ)
- Директива 99/30/ЕС за стандарти за КАВ относно нивата на серен диоксид, азотни оксиди, ФПЧ10 и олово (т.нар. Първа дъщерна директива)
- Директива 99/32/ЕС относно съдържанието на сяра в определени течни горива

Националното законодателство, свързано с Директивата и хармонизиращо старата Директива 88/609/ЕЕС за ограничаване на емисиите в атмосферния въздух от ГГИ включва:

- Закон за чистотата на атмосферния въздух от 1996 г.
- Наредба №2 от 1998 за НДЕ (концентрации в отпадъчни газове) на вредни вещества, изпускани в атмосферния въздух от неподвижни източници
- Наредба №6 от 26.03.1999 г. за реда и начина за измерване на емисиите на вредни вещества, изпускани в атмосферния въздух от обекти с неподвижни източници
- Наредба №15 от 29.07.1999 г. за НДЕ (концентрации в отпадъчни газове) на серен диоксид, азотни оксиди и прахообразни вещества, изпускани в атмосферния въздух от нови ГГИ
- Наредба №9 от 1999 г. за норми за серен диоксид, азотен диоксид, фини прахови частици и олово в атмосферния въздух (транспонираща Директива 99/30/ЕС)

## **I.3 ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ НА ИНФОРМАЦИЯ**

При изготвянето на тази Програма освен цитираните в I.2 документи, изпълнителя на проекта е ползвал следните източници:

- Енергийна стратегия на Република България, одобрена от Народното събрание с решение 39 от 17 юли 2002 г.
- Национален план за изпълнение задълженията на страната по международните екологични споразумения, Комитет по енергетика, 1999 г.

- Окончателен доклад по Проект “Изследване на възможните научно-технически решения за постигане на съответствие с изискванията на Директива 2001/80/ЕС и проучване на възможностите за тяхното прилагане към действащите ГГИ в България”, НИС към ТУ – София, януари 2003 г. (възложител МЕЕР)
- Ръководство за подпомагане на страните-членки в подготовката на Национални планове за ограничаване на емисиите от големи горивни инсталации, изготвено от Европейската комисия
- Наръчник по прилагане на законодателството по околна среда на Европейския съюз
- Ръководството по приближаване на законодателството по околна среда на Европейският съюз, изготвен от Европейската комисия
- Съобщение от Европейската комисия до Съвета на ЕС и Парламента от 13 ноември 2002 относно пътните карти на България и Румъния за членство в ЕС
- Национален план за изграждане и укрепване на административния капацитет за прилагане на европейското екологично законодателство, 2002 г.

## II ПРЕГЛЕД НА ТЕКУЩОТО СЪСТОЯНИЕ

### II.1 ПРЕГЛЕД НА СЦЕНАРИИТЕ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИКОНОМИКАТА И ЕНЕРГЕТИКАТА

Основният приоритет на правителствената програма приета през 2001 г. от правителството на страната е постигането на стабилна макро-икономическа основа за устойчиво развитие и фактически ръст на икономиката. За периода 2002-2005 г. е планиран растеж на БВП от 5- 7 %, който да допринесе за устойчиво развитие и по- висок жизнен стандарт на населението.

Прогнозите за развитието на БВП в България до 2020 г. са дадени в следващата таблица:

Година	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
БВП [млн BGN- 2002]	3260 8	3414 6	3599 3	3788 5	3951 4	4129 2	4315 1	4509 2	4712 2	4877 1
Ръст на БВП [%]		4,72	5,41	5,26	4,30	4,50	4,50	4,50	4,50	3,50

Година	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
БВП [млн BGN- 2002]	5047 8	5224 4	5407 3	5596 6	5792 4	5995 2	5047 8	52 244	54 073
Ръст на БВП [%]	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50

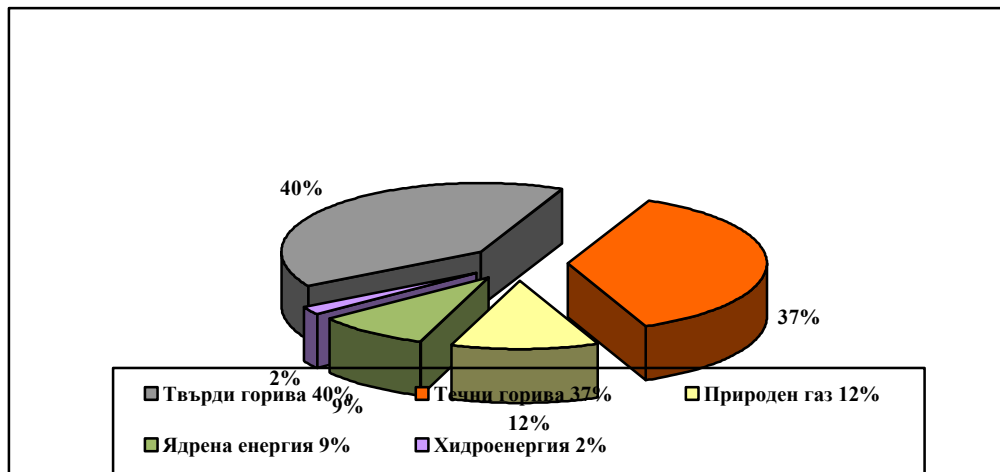
България е изправена пред редица сериозни предизвикателства в енергетиката, породени както от обективни причини и обстоятелства, така и от забавянето на реформите през годините на преход.

Тя е енергийно силно зависима, защото внася повече от 70 % от първичните си енергийни ресурси. Единственият значим местен енергиен ресурс са нискокачествени лигнитни въглища с високо съдържание на сяра. Разчита се предимно на вносни руски горива- петрол, природен газ, качествени въглища и ядрено гориво. Тази структура на енергийния баланс буди тревога от гледна точка на сигурността на енергоснабдяването. Европейският съюз, чиято зависимост от внос е по- малка- около 40 %, но с тенденция за увеличаване до 70 % след 20 години- полага сериозни усилия в две основни направления:

- Намаляване на относителното енергийно потребление на единица БВП на икономиката и
- Оползотворяване на местни възобновяеми енергийни източници (ВЕИ).

Първичният енергиен баланс на страната е добре структуриран от гледна точка на разнообразие на използваните енергийни ресурси, но същевременно зависимостта от внос е съществена:



**Структура на първичния енергиен баланс (70 % внос)**

След преждевременното прекратяване на експлоатацията на блокове 1 и 2 на АЕЦ “Козлодуй”, делът на ядрената енергия ще намалее, като ще нарасне делът на твърдите горива.

За разлика от много страни- членки и кандидати за членство в Европейския съюз, където местният въгледобив няма перспектива на икономическа основа, местните лигнитни въглища имат силна позиция като ресурс за производство на електрическа енергия. Това, съчетано със значението им за сигурността на енергийните доставки, определя значимото място на комплекса от мини и централи. Откритият въгледобив ще продължава да бъде основата на българската електроенергетика, където водеща роля има Мини “Марица изток” ЕАД. Дружеството разработва и експлоатира Източно- маришкия въглищен басейн, който е най- голямото находище на лигнитни въглища в страната с геоложки запаси от 2273 млн тона, от които 1321 млн тона- доказани.

Мините и техните клиенти- централите представляват технологично и пазарно свързан рентабилен комплекс, който произвежда до 40 на сто от електрическата енергия в страната.

Към 2002 г., преди преждевременното прекратяване на експлоатацията на блокове 1 и 2 на АЕЦ “Козлодуй”, инсталираните електрогенериращи мощности в страната са били общо 12668 MW, от които:

- в ТЕЦ- 6556 MW или 51,7 %;
- в АЕЦ- 3760 MW или 29,7 %;
- във ВЕЦ- 1920 MW или 15,2 %;
- в ПАВЕЦ- 432 MW или 3,4 %.

Плановите за развитие на електроенергетиката предвиждат един умерен ръст на електропроизводството с 0,7 % годишно до 2006 г., а след това ръст в диапазона от 1,2 до 1,8 %.

**Прогноза за електропроизводството за периода 2002- 2020 г.**

Година	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ел. производство [млн kWh]	4221 3	4191 0	4221 0	4251 0	4282 0	4323 0	4377 0	4442 0	4518 0	4599 0
Ръст на ел. производство [%]		- 0,72	0,72	0,71	0,73	0,96	1,25	1,49	1,71	1,79

Година	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ел. производство [млн kWh]	4681 0	4765 0	4850 0	4937 0	5026 0	5117 0	5210 0	5304 0	5400 0
Ръст на ел. производство [%]	1,78	1,79	1,78	1,79	1,80	1,81	1,82	1,80	1,81

При това значително нараства ролята на действащите и новопостроени електропроизводствени мощности, изгарящи въглища и природен газ. Тази тенденция се засилва още повече от преждевременното прекратяване на експлоатацията на блокове 1 и 2 на АЕЦ “Козлодуй”.

**II.2 ДЕЙНОСТИ ПО ПРИЛАГАНЕТО НА ДИРЕКТИВА 88/609/ЕЕС**

За изпълнение на изискванията на Директива 88/609/ЕЕС, отнасящи се до действащи ГГИ, бе разработен Национален план за изпълнение задълженията на страната по международните екологични споразумения. Планът бе разработен и утвърден от КЕ, чийто приемник е МЕЕР през 1999 г. въз основа на приетата от Народното събрание на Република България Национална за развитие на енергетиката и енергийната ефективност за периода до 2010 г. С него са определени конкретни мерки, включително за отделните ГГИ, за постигане на националните “тавани” за общите годишни емисии на серни и азотни оксиди, определени въз основа на поетите от страната задължения с Втория протокол за сярата към Конвенция за трансгранично замърсяване на въздуха на големи разстояния- Осло, 1994 г.).

Изпълнението на предвидените в плана мерки позволява на страната да изпълни поетите с първоначалната преговорна позиция (CONF-BG 13/01) задължения във връзка с прилагането на Директива 88/609/ЕЕС и по протокола от Гьотеборг.

Част от мерките вече са приложени, като оборудването със СОИ на блокове 7 и 8 в ТЕЦ ТЕЦ “Марица изток 2”. Друга част от тези мерки е на начален етап на изпълнение - рехабилитацията на ТЕЦ “Марица изток 3”. Проектът е на стойност над 1 млрд лв. (500 млн €) и включва изграждането на 4 броя СОИ.

Останалите мерки са на етап осигуряване на необходимите финансови ресурси - ТЕЦ “Марица изток 2” е кандидатствала в ISPA (30 млн €) за финансиране на част от изграждането на СОИ на блокове 5 и 6. На напреднал етап са преговорите с японска банка за финансиране (230 млн USD) на рехабилитация на блокове 1 до 4 (включително оборудване на СОИ) на същата централа.

Операторите на ТЕЦ “Брикел” и ТЕЦ “Марица 3” поемат с писмена декларация до компетентните органи (подадена не по-късно от 30.06.2004 г.) задължението да не експлоатират инсталациите повече от 20 000 работни часа между 01.01.2008 г. и 31.12.2015 г. след което ще бъдат изведени от експлоатация. Поради ограниченият режим на работа на ТЕЦ “Брикел” МЕЕР ще разработи и осигури реализация на техническо решение за захранването с топлина на топлофикацията на гр. Гълъбово.

### **II.3 ХАРМОНИЗАЦИЯ НА БЪЛГАРСКОТО ЗАКОНОДАТЕЛСТВО**

За разлика от Директива 88/609/ЕЕС, новата Директива за ГГИ не е хармонизирана в националното законодателство

Цялостната хармонизация ще се извърши с приемането на нова Наредба към ЗЧАВ за НДЕ на серен диоксид, азотни оксиди и прахообразни вещества, изпускани в атмосферния въздух от ГГИ. Проектът на наредбата се разработва в момента от МОСВ и предстои да бъде утвърден преди 30.09.2003 г., съвместно с МЕЕР и МИ. При това, сроковете за привеждане в съответствие на действащите ГГИ и изискванията към новите ГГИ, изгарящи местни лигнитни въглища, които ще бъдат заложи в наредбата ще са в съответствие с настоящата ПП и постигнатите договорености в рамките на преговорите за присъединяване.

Съгласно специалното проучване на НИС към ТУ – София, възложено от МЕЕР за избор на подход за прилагане на Директивата, Р България няма да прилага подхода по чл. 4. 6 предвиждащ разработването на Национален план за намаляване на емисиите от действащите ГГИ.

Изискванията на новата наредба ще се прилагат към новоизградените ГГИ от 01.01.2004 г. Въпреки това, всички нови ГГИ (по смисъла на Директивата) ще отговарят на нейните изисквания преди очакваната дата на присъединяване (т.е. 01.01.2007 г.).

Въведените в експлоатация след 1989 г. блокове №7 и №8 в ТЕЦ “Марица изток 2” и № 12 в ТЕЦ към “Лукойл Нефтохим Бургас” АД съгласно чл.8, т.3 (а) на Директивата, отговарят на изискванията на Директивата.

### **II.4 КОМПЕТЕНТНИ ОРГАНИ**

Национален компетентен орган за хармонизацията на Директивата в българското законодателство е МОСВ, което отговаря за координацията на действията на заинтересованите ведомства и лица.

Компетентен орган за прилагане и налагане на изискванията на Директивата от енергийните и топлофикационни ГГИ е МЕЕР, а по отношение на промишлените централи – МИ.

В Таблица 2.1 са описани отговорностите на отделните компетентни органи, имащи отношение към сближаване на законодателството, прилагането и налагането на изискванията на Директивата.

Таблица 2.1

Организация	Отговорности
МОСВ	<p>Провежда националната политика в областта на опазването на околната среда.</p> <p>Национален компетентен орган за хармонизацията на Директивата в българското законодателство- отговаря за координацията на действията на заинтересованите ведомства и лица.</p>
ИАОС (към МОСВ)	<p>Управява националната информационна система и база данни за емисиите на вредни вещества в атмосферния въздух; отговаря за методическото ръководство на дейността на РИОСВ;</p> <p>Съдейства за осъществяване на мониторинговата и аналитично- лабораторна дейност, за провеждане на методическо ръководство на Районните инспекции по околната среда и водите по отношение на измервания и анализи. Събира и обработва информация за състоянието на всички елементи на околната среда и предоставя тази информация на заинтересованите институции и обществото под различна форма. Подготвя и издава Годишник за състоянието на околната среда в България.</p>
РИОСВ (към МОСВ)	<p>Отговарят за прилагането и налагането на екологичното законодателство в съответните области на територията на страната;</p> <p>Основните им функции включват:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Контрол по спазване и прилагане на законодателството за околна среда.</li> <li>• Подпомагане на общините за реализация на местната политика по опазване на околната среда.</li> <li>• Информирание на обществеността за състоянието на околната среда.</li> <li>• Издаване на решения по оценка на въздействието върху околната среда за обекти и дейности от регионално значение и на разрешителни за дейности и инсталации за третиране на отпадъци.</li> </ul>
МЕЕР- “Дирекция за енергийна стратегия”	<p>Компетентен орган за прилагане и налагане на изискванията на Директивата на енергийните и топлофикационни ГГИ.</p> <p>Организира и ръководи дейността в областта на екологията и опазването на околната среда, контролира изпълнението на индивидуалните планове за прилагане на Директивата в 25 ГГИ в сектор “Енергетика”</p>
МИ	<p>Осъществява контрол върху изпълнението на индивидуалните програми за привеждане в съответствие с Директивата на промишлените оператори и съдейства за съфинансирането.</p>

Министерство на енергетиката и енергийните ресурси (МЕЕР) и в частност Дирекция “Енергийна стратегия”, която съгласно Устройствения правилник на

МЕЕР, организира и ръководи дейността в областта на екологията и опазването на околната среда, контролира изпълнението на индивидуалните планове за прилагане на Директива 2001/80/ЕС в 25 ГГИ в сектор “Енергетика” и ще осъществява контрол до момента на приватизация на тези дружества. След това условията за изпълнение на Плана ще се регламентират в приватизационния договор.

Задълженията на централите по опазването на околната среда и в частност Директива 2001/80/ЕС ще бъдат заложи в Закона за Енергетиката чрез издаването на лицензии.

Въз основа на прегледа на текущото състояние на административните нужди и възможностите, административната структура имаща отношение към прилагането на Директива 2001/80/ЕС не изисква драстични промени. Необходимо е да се увеличи броя на държавните експерти отговарящи за Директивата с поне двама човека - един в МОСВ и един в МЕЕР, които да изпълняват координиращи и контролни функции. Основната част от работата по Директива 2001/80/ЕС се поема от експертите работещи по прилагането на Директива 96/61/ЕС относно комплексното предотвратяване и контрол на замърсяването.

## **II.5 ДЕЙСТВАЩИ ГГИ И ВЪЗМОЖНИ ТЕХНИЧЕСКИ МЕРКИ ЗА ПРИВЕЖДАНЕТО ИМ В СЪОТВЕТСТВИЕ С НОРМИТЕ НА ДИРЕКТИВАТА**

При започването на преговорите по глава “Околна среда” общият брой на ГГИ в България бе 36 (25 в енергийния сектор, т.е. ТЕЦ и ТФЦ, и 11 в промишления сектор).

Междувременно, две промишлени централи са изведени от експлоатация поради рязко ограничаване на производството (ТЕЦ към “Пиринхарт” АД- Разлог) и ликвидация на предприятието (ТЕЦ към “Фолбек България” АД – бивш “Агробιοхим” АД, град Ст. Загора).

Допълнително, поради извеждане от експлоатация на част от мощностите и ограничаване на общата топлинна мощност под 50 MW<sub>th</sub> от обхвата на Директивата отпадат две топлофикационни (ТФЦ “Враца градска” и ТФЦ “Русе Запад”) и ТЕЦ към “Захарни заводи”, град Г.Оряховица.

В резултат, броят на ГГИ, попадащи в обхвата на Директивата е редуциран до 31 инсталации (23 енергийни и 8 промишлени), като горните 5 горивни инсталации не са обект на настоящата Програма за прилагане. В момента в тези 31 ГГИ са инсталирани и се намират в експлоатация над 200 броя парогенератори (ПГ) и водогрейни котли (ВК).

### **II.5.1 Разпределение на емисиите на вредни вещества от ГГИ**

За периода 1996- 2000 г. емисиите на SO<sub>2</sub> в България, емитирани от големи горивни инсталации са около 1082 kt, докато емисиите от NO<sub>x</sub> са около 45,2 kt.

В Таблица 2.2 са дадени средногодишните емисии на SO<sub>2</sub> от ГГИ за периода 1996- 2000 г. В този период нито една централа не е имала серочистваща инсталация (СОИ).

**Таблица 2.2: Средногодишни емисии от SO<sub>2</sub> [Mg/a]**

№	ГГИ	средно	%	% с натрупване
1	ТЕЦ “Марица Изток 2”	480227,4	44,40	44,40
2	ТЕЦ “Марица Изток 3”	310796,8	28,73	73,13
3	ТЕЦ “Брикел”	126004	11,65	84,78
4	ТЕЦ “Бобов дол”	53868,8	4,98	89,76
5	ТЕЦ “Марица 3”	24986,6	2,31	92,07
6	ТЕЦ “ЛУКОЙЛ”	16621	1,54	93,60
7	ТЕЦ “Република”	14889,2	1,38	94,98
8	ТЕЦ “Варна”	7616,4	0,70	95,69
9	ТЕЦ “Сливен”	10699,2	0,99	96,67
10	ТЕЦ “Свилоза”	7930,4	0,73	97,41
11	ТЕЦ “Кремиковци”	7680,4	0,71	98,12
12	ТЕЦ “Девен”	6655,6	0,62	98,73
13	ТЕЦ “Русе Изток”	6102	0,56	99,30
14	ТЕЦ “Видахим”	2550,2	0,24	99,53
15	ТЕЦ “София Изток”	1147,6	0,11	99,64
16	ТЕЦ “Казанлък”	505	0,05	99,69
17	ТЕЦ “София”	615,4	0,06	99,74
18	ТЕЦ “Габрово”	1030,8	0,10	99,84
19	ТФЦ “Търново”	632,6	0,06	99,90
20	ТЕЦ “Хименерго”	151,4	0,01	99,91
21	ТФЦ “Люлин”	182,2	0,02	99,93
22	ТФЦ “Земляне”	324,4	0,03	99,96
23	ТЕЦ “Нова Плама”	68,8	0,01	99,96
24	ТЕЦ “Ст.К Стамболийски”	225,6	0,02	99,98
25	ТФЦ “Пловдив север”	95,2	0,01	99,99
26	ТЕЦ “Шумен”	19	0,00	99,99
27	ТФЦ “Враца Младост”	29	0,00	100,00
28	ТЕЦ “Пловдив Юг”	23,8	0,00	100,00
29	ТФЦ “Бургас”	3,2	0,00	100,00
30	ТЕЦ “Плевен”	0	0,00	100,00
31	ТФЦ “Вл. Варненчик”	0	0,00	100,00
	Общо:	1081682	100,00	100,00

Както се вижда от таблицата 84,78% от емисиите на SO<sub>2</sub> произлизат от трите централи в комплекса Марица изток.

Отчитайки, че ТЕЦ “Брикел” остава в ограничена до 20 000 часа експлоатация за ограничен период може да се твърди, че въвеждането на СОИ в ТЕЦ “Марица изток 2” и ТЕЦ “Марица изток 3” би намалило радикално общите емисии на SO<sub>2</sub> в страната.

Ред изследвания (Световна банка и др.) показват, че ако в тези две централи се въведе сероочистка страната безпроблемно ще изпълни задълженията си по



протокола от Гьотеборг и ще има емисии на SO<sub>2</sub> далеч по-ниски от определения там лимит.

В Таблица 2.3 са дадени средногодишните емисии на NO<sub>x</sub> за периода 1996- 2000 г.

**Таблица 2.3: Средногодишни емисии от NO<sub>x</sub> [Mg/a]**

№	ГГИ	средно	%	% с натрупване
1	ТЕЦ "Варна"	7127,2	15,75	15,75
2	ТЕЦ "Марица Изток 3"	5795,6	12,81	28,56
3	ТЕЦ "Бобов дол"	5251,8	11,61	40,17
4	ТЕЦ "Марица Изток 2"	5170,4	11,43	51,60
5	ТЕЦ "Девен"	4543	10,04	61,64
6	ТЕЦ "Брикел"	3088,8	6,83	68,47
7	ТЕЦ "ЛУКОЙЛ"	2161,2	4,78	73,24
8	ТЕЦ "Русе Изток"	2023,6	4,47	77,72
9	ТЕЦ "София Изток"	1647,4	3,64	81,36
10	ТЕЦ "Свилоза"	1625,2	3,59	84,95
11	ТЕЦ "Кремиковци"	1388,6	3,07	88,02
12	ТЕЦ "София"	912	2,02	90,03
13	ТЕЦ "Марица 3"	842,8	1,86	91,90
14	ТЕЦ "Република"	752,2	1,66	93,56
15	ТЕЦ "Видахим"	527,2	1,17	94,72
16	ТЕЦ "Хименерго"	343,8	0,76	95,48
17	ТЕЦ "Плевен"	302,6	0,67	96,15
18	ТФЦ "Земляне"	275,8	0,61	96,76
19	ТЕЦ "Сливен"	255	0,56	97,33
20	ТФЦ "Пловдив север"	198	0,44	97,76
21	ТФЦ "Люлин"	175	0,39	98,15
22	ТЕЦ "Нова Плама"	156	0,34	98,50
23	ТЕЦ "Габрово"	132	0,29	98,79
24	ТФЦ "Търново"	108,2	0,24	99,03
25	ТЕЦ "Шумен"	101,8	0,23	99,25
26	ТЕЦ "Казанлък"	88	0,19	99,45
27	ТЕЦ "Ст.К Стамболийски"	83,4	0,18	99,63
28	ТЕЦ "Пловдив Юг"	74	0,16	99,79
29	ТФЦ "Бургас"	48,2	0,11	99,90
30	ТФЦ "Враца Младост"	25,8	0,06	99,96
31	ТФЦ "Вл. Варненчик"	19	0,04	100,00
	Общо:	45243,6	100,00	100,00

Тук източниците са сравнително равномерно разпределени и изследванията показват, че изпълнението на изискванията на протокола от Гьотеборг за страната ще бъде обезпечено.

В Таблица 2.4 са дадени средногодишните емисии на прах за периода 1996- 2000

Г.

**Таблица 2.4: Средногодишни емисии от прах [Mg/a]**

№	ГГИ	средно	%	% с натрупване
1	ТЕЦ "Девен"	5229,4	20,22	20,22
2	ТЕЦ "Марица 3"	4039,2	15,62	35,84
3	ТЕЦ "Марица Изток 3"	3585,4	13,86	49,71
4	ТЕЦ "Бобов дол"	3115,2	12,05	61,75
5	ТЕЦ "Република"	2359,2	9,12	70,87
6	ТЕЦ "Брикел"	1731,6	6,70	77,57
7	ТЕЦ "Марица Изток 2"	1588,6	6,14	83,71
8	ТЕЦ "Варна"	1475,4	5,71	89,42
9	ТЕЦ "Свилоза"	1218	4,71	94,13
10	ТЕЦ "Русе Изток"	532,2	2,06	96,19
11	ТЕЦ "ЛУКОЙЛ"	530	2,05	98,24
12	ТЕЦ "Видахим"	248,6	0,96	99,20
13	ТЕЦ "Сливен"	89	0,34	99,54
14	ТЕЦ "Ст.К Стамболийски"	69,6	0,27	99,81
15	ТЕЦ "Габрово"	49	0,19	100,00
16	ТЕЦ "Кремиковци"	0	0,00	100,00
17	ТЕЦ "Хименерго"	0	0,00	100,00
18	ТФЦ "Бургас"	0	0,00	100,00
19	ТЕЦ "Казанлък"	0	0,00	100,00
20	ТФЦ "Люлин"	0	0,00	100,00
21	ТЕЦ "Пловдив Юг"	0	0,00	100,00
22	ТФЦ "Пловдив север"	0	0,00	100,00
23	ТЕЦ "Шумен"	0	0,00	100,00
24	ТЕЦ "София"	0	0,00	100,00
25	ТЕЦ "София Изток"	0	0,00	100,00
26	ТФЦ "Търново"	0	0,00	100,00
27	ТФЦ "Земляне"	0	0,00	100,00
28	ТЕЦ "Плевен"	0	0,00	100,00
29	ТЕЦ "Нова Плама"	0	0,00	100,00
30	ТФЦ "Вл. Варненчик"	0	0,00	100,00
31	ТФЦ "Враца Младост"	0	0,00	100,00
	Общо:	25860,4	100,00	100,00

Тук източниците на прах са концентрирани в 15 централи, работещи с въглища. Инвестициите и влизането в нормите на Директивата са неотложни за големите централи и автопроизводителите.

## II.5.2 Описание на ГГИ и възможните мерки за привеждане в съответствие

В следващия текст е дадено кратко описание на всяка горивна инсталация и са посочени техническите възможности за привеждането ѝ в съответствие с изискванията на Директивата. Дадена е оценка на необходимите финансови разходи и възможните срокове за изпълнение.

Следните ГГИ са акционерни дружества със 100 % държавно участие и са под ръководството на МЕЕР: ТЕЦ “Марица Изток 2”, ТЕЦ “Марица Изток 3”, ТЕЦ “Брикел”, ТЕЦ “Бобов дол”, ТЕЦ “Марица 3” ТЕЦ “Република”, ТЕЦ “Варна”, ТЕЦ “Сливен”, ТЕЦ “Русе Изток”, ТЕЦ “Казанлък”, ТЕЦ “Габрово”, ТФЦ “Търново”, ТФЦ “Пловдив север”, ТЕЦ “Шумен”, ТФЦ “Враца Младост”, ТЕЦ “Пловдив Юг”, ТФЦ “Бургас”, ТЕЦ “Плевен”, ТФЦ “Вл. Варненчик”. Топлофикация София е смесена общинска и държавна собственост и е под ръководството на МЕЕР.

Операторите на централите описани по-долу в точки II.5.2.2 до II.5.2.19 са отговорни за финансирането и приложението на мерките. МЕЕР съдейства за осигуряване на финансирането и контролира изпълнението на мерките за тези централи.

Операторите на ТЕЦ към промишлеността описани по-долу в точки от II.5.2.20 до II.5.2.27 са отговорни за финансирането и приложението на мерките. МОСВ контролира изпълнението на мерките. Министерство на икономиката съдейства за осигуряване на финансиране и изпълнението на мерките.

База за определяне на мерките в ГГИ са резултатите от предишни изследвания, офертни данни за горивни уредби на различни фирми и реализираните проекти за изграждане на СОИ към енергоблокове №№ 7, 8 на ТЕЦ “Марица Изток 2”, за рехабилитация (подмяна) на горивните уредби в ТФЦ “Люлин”, ТФЦ “Земляне”, ТЕЦ “София Изток” и ТФЦ “Пловдив Юг”, за монтиране на нови ЕФ в ТЕЦ “Девен” и ТЕЦ “Русе изток” и рехабилитация на електрофилтрите в ТЕЦ “Брикел”.

### II.5.2.1 ТЕЦ “Брикел” ЕАД

ТЕЦ “Брикел” (бивш ТЕЦ “Марица изток 1”) произвежда по комбиниран принцип електрическа и топлинна енергия, въглищни брикети и обогатено енергийно гориво. Заедно с другите две централи от възгледобивният район “Марица изток” тя използва като гориво ниско калорични лигнити с голямо съдържание на влага и лепкава глина.

Общата топлинна мощност на централата е 865,2 MW<sub>th</sub> (или 6 ПГ по 144,2 MW<sub>th</sub>). За периода 1996- 2000 г. средногодишното производство на топлинна енергия е 1 231 326 MWh, а на ел. енергия – 977 672 MWh.

Максималните производствени възможности на ТЕЦ “Брикел” са: 1 350 000 MWh/бруто ел. енергия, 750 000 тона въглищни брикети, 780 000 тона обогатено енергийно гориво и 1 380 000 MWh топлинна енергия в съотношение 98 % за технологични нужди (пара) и 2 % за топлофикация на град Гълъбово.

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове:

Замърсител	Концентрация [mg/Nm <sup>3</sup> ]	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС
SO <sub>2</sub>	14078	94 % CO (1010 mg/Nm <sup>3</sup> )
NO <sub>x</sub>	350	500
Прах	176	50

Остатъчният ресурс на възлите и елементите, подложени на въздействието на високи температури, все още позволява централата да се експлоатира и през следващите години. В тази връзка следва да се приеме, че ТЕЦ “Брикел“, в т.ч. и брикетната фабрика, ще се експлоатират до 2008 г. с производствени програми близки до реализираните през последните години. След 2007 г. експлоатацията на централата ще продължи да е свързана с производството на брикети. Те са едно от основните горива, използвани за отопление в бита. Производствената програма на централата е изцяло зависима от пазара на брикети, който в момента е неустойчив и трудно може да се прогнозира.

**За изпълнение на Директивата се предвижда ограничена експлоатация на централата, в рамките на 20 000 часа след 2007 г. и извеждане от експлоатация преди 01.01.2012 г.**

Концентрациите на SO<sub>2</sub> в периода до 2012 г. ще бъдат около 14 000 mg/Nm<sup>3</sup>, прах около 150 mg/Nm<sup>3</sup> и азотни окиси-350 mg/Nm<sup>3</sup> значително под нормата за допустими концентрации. През този период ще работят 6 ПГ с единична мощност 142,2 MW<sub>th</sub>. Общите годишни емисии на вредни вещества ще намалеят до 173 499 Mg серен диоксид, 4 064 Mg азотни окиси и 3 153 Mg прах.

Операторът на централата е отговорен за изпълнението и ежегодното докладване на отработените часове и останалото позволено време. Контролът за изпълнението на мерките ще се извършва от МЕЕР, което също така ще предприеме своевременно необходимите мерки за осигуряване производството на брикети и топлоснабдяването на град Гълъбово след извеждане от експлоатация на централата, срок 2007 г., необходими инвестиции 15 млн лв.

### II.5.2.2 ТЕЦ “Марица изток 2“ ЕАД

Със своята обща мощност от 1450 MW ТЕЦ “Марица изток 2“ се явява най-голямата термична централа на България и въгледобивния район “Марица изток“.

Топлинната мощност на бл. 1- 6 на централата е 3100 MW<sub>th</sub> (8 ПГ x 236 и 2 ПГ x 606 MW<sub>th</sub>), а на новите блокове 7 и 8- 1212 MW<sub>th</sub>. Средното годишно производството на ел. енергия общо в централата за периода 1996-2000 г. е 6 587 215 MWh.

Отчетените концентрации на съответните замърсители в димните газове, за същия период, са както следва:

Замърсител	Концентрация [ $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ]	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС
SO <sub>2</sub>	17743	94 % CO ( $1050 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ )
NO <sub>x</sub>	176	500
Прах	58,6	50

Това е първата българска централа, в която са изградени и вече въведени в експлоатация две СОИ по т.н. "мокър способ" използващ за реагент суров варовик. Те са изградени към енергоблокове № 7 и № 8. След отстраняване на някои проектни пропуски СОИ към момента е постигнала степен на очистване 95 %. Това дава основание да се счита, че същото решение може да се приложи успешно за очистване на димните газове от SO<sub>2</sub> и в енергоблокове № 5 и № 6. При това, ще се подобри степента на улавяне на летяща пепел и ще се осигурят емисии на прах със стойности под НДЕ. Стойностите на емисиите на NO<sub>x</sub> са в рамките на НДЕ и тяхното стабилно овладяване може лесно да се осъществи с някои допълнителни подобрения на горивните уредби (горелките) и съответно на организацията на режимите на изгаряне на горивото в пещните камери на котлите.

Казаното по-горе важи и за блокове с номера от 1 до 4, респективно ПГ № 1-8. При тях, реализацията на мерките за намаляване на емисиите на SO<sub>2</sub> и прах до нивото на НДЕ ще се извърши в съответствие с инженерно-техническите решения на проучването, изготвено от японските компании Toshiba и Chibo Electric Power Co. Изграждането на СОИ в този случай ще се осъществи в срокове, съгласувани с графика за рехабилитация на енергоблоковете.

Финансирането на СОИ на блокове 5 и 6 ще се извърши със собствени средства на оператора, при очаквано съфинансиране от ISPA, а рехабилитацията на блокове 1 до 4 (включително изграждането на СОИ) по линия на двустранно споразумение с японски банки.

**За постигане на НДЕ по Директивата в срок до 30.12.2007 г. се предвижда: изграждане на СОИ към енергоблокове 5 и 6 (стойност 120 млн лв.) и към енергоблокове от 1 до 4 (стойност 160 млн лв.).**

### II.5.2.3 НЕК ЕАД, клон ТЕЦ "Марица изток 3"

ТЕЦ "Марица изток 3" е третата централа в Източно маришки енергиен комплекс. В централата са монтирани и работят четири енергоблока с мощност по 210 MW. Общата топлинната мощност на централата е  $2420 \text{ MW}_{\text{th}}$  (или 4 ПГх  $605 \text{ MW}_{\text{th}}$ ).

ТЕЦ "Марица изток 3" за сега е в структурите на НЕК (Национална Електрическа Компания), но е в процедура на приватизация от съвместно предприятие "Енергокомпания Марица изток".

Средногодишното производство на електроенергия за периода 1996- 2000 г. е 4 043 972 MWh.

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

Замърсител	Концентрация [mg/Nm <sup>3</sup> ]	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС
SO <sub>2</sub>	11610	(960) <sup>x</sup> - 94 % CO
NO <sub>x</sub>	225	500
Прах	213	50

Забележка: x- концентрацията на SO<sub>2</sub> е при COИ с ефективност 94 % съгласно приложение III на Директивата.

**Мерки за постигане на НДЕ по Директивата са част от договорената рехабилитационна програма на централата и включват:**

- Изграждане преди 2008 г. на две COИ (по една инсталация за два енергоблока) със степен на очистване минимум 94 % (стойност 200 млн лв.)
- Рехабилитация на електрофилтрите преди края на 2006 г. за осигуряване на КПД 99,5% (стойност 2 млн лв.)

Мерките са осигурени финансово чрез сключен договор за приватизация на централата. Средствата са за сметка на “Енергокомпания Марица изток”.

#### II.5.2.4 ТЕЦ “Марица 3“ ЕАД

ТЕЦ “Марица 3“ в град Димитровград е предназначена да задоволява с технологична пара и електрическа енергия разположения в непосредствена близост химически комбинат. Горивната база отново са въглища от Маришкия басейн.

Общата топлинна мощност на централата е 300 MW<sub>th</sub> (1ПГх 300).

Средногодишното производство на електроенергия за периода 1996- 2000 г. е 221 GWh, а средногодишното производство на топлинна енергия за същия период е 24 GWh.

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

Замърсител	Концентрация [mg/Nm <sup>3</sup> ]	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС
SO <sub>2</sub>	16199	1100
NO <sub>x</sub>	555	600
Прах	684	100

**За изпълнение на Директивата се предвижда ограничена експлоатация на един 120 MW блок на централата, в рамките на 20 000 часа след 2007 г. и извеждането му от експлоатация преди 01.01.2016 г.**

Концентрациите на SO<sub>2</sub> в периода до 2016 г. ще бъдат около 15 000 mg/Nm<sup>3</sup>, прах около 300 mg/Nm<sup>3</sup> и азотни окиси в нормата за допустими концентрации, като средногодишно ще бъдат емитирани 20 000 Mg/г. SO<sub>2</sub>.

Операторът на централата е отговорен за изпълнението и ежегодното докладване на отработените часове и останалото позволено време. Контролът за изпълнението на мерките ще се извършва от МЕЕР.

За замяна на изведените преди 2000 г. и намалени мощности до края 2007 г. ще бъде изграден нов парогазов модул с мощност 60 MW<sub>th</sub>, изгарящ природен газ и отговарящ на установените от Директивата изисквания към нови газови турбина в когенерация.

В периода на ограничена експлоатация 2008-2015 г., след провеждането на технологичните изменения, годишното електропроизводство ще се стабилизира на 500 GWh годишно, при 60 % дял на нововъведената мощност. Съответно, общите годишни емисии на вредни вещества ще намалеят до 18 849 Mg серен диоксид, 635 Mg азотни оксиди и 793 Mg прах.

Вследствие на това очакваните концентрации на серен диоксид за същия период ще имат стойности от порядъка на 17000- 18000 mg/Nm<sup>3</sup>.

#### II.5.2.5 ТЕЦ “Бобов дол“

ТЕЦ “Бобов дол“ се намира в югозападната част на България в близост до едноименния град. Въведена е в експлоатация през 1973- 1975 г. с три блока по 210 MW. Общата топлинна мощност на централата е 1716 MW<sub>th</sub> (ЗПГх 572 MW<sub>th</sub>). Проектната горивна база са високопепелните кафяви въглища от Бобовдолския минен басейн.

До края на 2002 г. ТЕЦ “Бобов дол“ работи като подвърхова централа с максимална годишна използваемост на инсталираната мощност 5 000 часа. Съгласно приетата енергийна стратегия до 2010 г., предвижданото електропроизводство на ТЕЦ “Бобов дол“ е в широк диапазон - 2 500 000÷3 500 000 MWh. Това се дължи на различните експлоатационни режими, които зависят основно от горивната база, товарния график на енергийната система, екологичната обстановка и изискванията във връзка с интегрирането на българската електроенергийна система с УСТЕ.

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

Замърсител	Концентрация [mg/Nm <sup>3</sup> ]	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС
SO <sub>2</sub>	4166	400
NO <sub>x</sub>	410	500
Прах	244	50

Възможните мерки за постигане на НДЕ от Директивата са както следва:

- Изграждане на СОИ (стойност 120 млн лв.)
- Рехабилитация на електрофилтрите (стойност 9 млн лв.)
- Рехабилитация на горивни уредби (стойност 7.5 млн лв.), срок 2007 г.

### II.5.2.6 ТЕЦ “Варна“

ТЕЦ “Варна“ се намира до Варненското езеро, което е свързано с Черно море. Централата е построена като чисто кондензационна за подвърхов и базов режим на работа с цел производство на ел. енергия.

Преди 1969 г. са включени 3 енергоблока с мощност по 210 MW, а в следващия етап до 1979 г. са монтирани и включени в експлоатация още 3 енергийни блока със същата мощност. Общата инсталирана мощност на централата е 1260 MW.

Общата топлинна мощност на централата е 3582 MW<sub>th</sub> (6ПГх 597 MW<sub>th</sub>).

Средногодишното производство на електроенергия за периода 1996- 2000 г. е 1889273 MWh.

Прогнозното електропроизводство за 2008-2015 г. е средногодишно около 4000 GWh.

През периода 1996-2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

Замърсител	Концентрация [mg/Nm <sup>3</sup> ]	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС
SO <sub>2</sub>	1083	400
NO <sub>x</sub>	998	1200
Прах	226	50

Забележка: През 2000 г. централата е изгаряла въглища със съдържание на летливи съединения под 10 % и продължава да изгаря такива въглища. В случай, че продължи да изгаря такива въглища за напред, се прилага нормата 1200 mg/Nm<sup>3</sup> до 01.01.2018 г. и 400 mg/Nm<sup>3</sup> след тази дата (анекс 6 забележка 3 към Директивата).

**Мерките за постигане на нормите на Директивата в този случай ще бъдат:**

- Проучване, избор на технология и изграждане на СОИ с инвестиции 181 млн лв.
- Рехабилитация на горивните уредби и рационализиране на горивния процес за спазване на нормите за NO<sub>x</sub>, с необходимите инвестиции 12 млн лв.
- Рехабилитация на електрофилтрите за постигане на емисии на прах под 50 mg/Nm<sup>3</sup>, необходими инвестиции 18 млнлв.

### II.5.2.7 “Топлофикация Русе“ ЕАД- ТЕЦ “Русе Изток“

ТЕЦ “Русе Изток“ е разположена на брега на р. Дунав в източната част на гр.Русе.

Общата топлинна мощност на централата е 1449,3 MW<sub>th</sub> (2ПГх 158 + 2ПГх 273 + 3ПГх 157 + 116,3 MW<sub>th</sub>);

Реализираните средногодишни производства на електрическа и топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г са съответно 381,6 GWh и 434965 MWh.



Очаква се в периода 2008- 2015 г. електропроизводството да нарасне до около 1500 GWh/год., от които 500 GWh/год. от топлофикационната част (180 MW с годишна използваемост 2800 часа) и 1000 GWh/год. от блокове №№ 3 и 4. Производството на топлинна енергия, като се има предвид, че потреблението в промишлеността няма да се промени съществено, вероятно ще бъде в диапазона 450 ÷ 500 GWh/год.

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

<b>Замърсител</b>	<b>Концентрация [mg/Nm<sup>3</sup>]</b>	<b>НДЕ по Директива 2001/80/ЕС</b>
SO <sub>2</sub>	2535	400
NO <sub>x</sub>	858	(1200)*
Прах	224	50

Забележка: През 2000 г. централата е изгаряла въглища със съдържание на летливи съединения под 10 % и продължава да изгаря такива въглища. В случай, че продължи да изгаря такива въглища за напред, се прилага нормата 1200 mg/Nm<sup>3</sup> до 01.01.2018 г. и 400 mg/Nm<sup>3</sup> след тази дата (анекс 6 забележка 3 към Директивата).

**Необходимите мерки за постигане на НДЕ по Директивата включват:**

- **Изграждане на СОИ (140 млн.лв.)**
- **Преустройство на разпалващите системи за работа с природен газ (0.7 млн. лв.)**
- **Рехабилитация и монтаж на нови електрофилтри необходими (14 млн. лв.)**

### II.5.2.8 “Топлофикация София“ ЕАД

“Топлофикация София“ ЕАД е акционерно дружество с държавно и общинско участие, което е собственик на четири ТФЦ, попадащи в обхвата на Директивата.

Първите две от тях (ТЕЦ “София“ и “София Изток“) са предназначени за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за промишлените предприятия, битовите и обществени консуматори от съответните райони на столицата.

Другите две (ТФЦ “Земляне“ и “Люлин“) са предназначени за производство само на топлинна енергия (топлоносител гореща вода).

Считано от 31.12.2007 г. всички четири централи ще изгарят единствено природен газ. Използване на мазут като аварийно гориво ще се допуска единствено в съответствие с установените за целта от Директивата изисквания и срокове.

#### ТЕЦ “София“

Понастоящем общата инсталирана топлинна мощност в ТЕЦ “София“ възлиза на 1787 MW: 925 MW парогенератори, в т.ч. 3ПГх54,7 + 3ПГх151,2 + 3ПГх157 и 697 MW водогрейни котли (6x116).

Преди 2008 г. от експлоатация ще бъдат изведени парогенератори с номера 2, 3, 4, 5 и 6. Ще се запазят три парогенератора по 220 тон/час, и шест броя водогрейни котли.

За замяна на изведените мощности в момента се обсъждат два варианта за бъдещото развитие на централата:

- Замяна на турбина № 6 с нова, с вграден бойлер- кондензатор и ел. мощност 60÷65 MW.
- Изграждане на парогазов модул с ел. мощност 120÷150 MW и топлинна мощност от същия порядък, който ще работи съвместно с водогрейните котли, изпълняващи ролята на върхови мощности през зимния сезон.

Реализирането на избрания вариант ще се осъществи до 2008 г.

Реализираните средногодишни производства на електрическа и топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. са съответно 406 500 MWh и 1 842 453 MWh.

В периода 2008-2015 г. се очакват следните производства: 500÷600 GWh/г (ел.енергия) и 2200÷2400 GWh/г (топлинна енергия).

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове (с изгаряне на мазут), при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

Замърсите л	Концентрация [mg/Nm <sup>3</sup> ]- с мазут	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС- природен газ
SO <sub>2</sub>	3404	35
NO <sub>x</sub>	320- 400	200
Прах	-	5

**За постигане на НДЕ по Директивата към 31.12.2007 г. ще се извърши поэтапна рехабилитация на горивните уредби на 4 броя ВК с инсталиране на нискоемисионни горелки, в съответствие с инвестиционната програма на централата, (стойност 4.1 млн лв.)**

### **ТЕЦ “София Изток“**

Понастоящем общата инсталирана топлинна мощност в ТЕЦ “София Изток“ възлиза на 2014 MW: 1084 MW<sub>th</sub> парогенератори, в т.ч. 3ПГх 152+ 4ПГх157; 930,4 MW<sub>th</sub> водогрейни котли - 8ВКх 116.

Реализираните средногодишни производства на електрическа и топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. са съответно 619 GWh и 2 766 621 MWh.

Периодът 2008- 2010 г. ще се характеризира с производство на електроенергия- 600÷ 650 GWh/ г. и производство на топлинна енергия (гореща вода) за битовия сектор-2000÷2400 GWh/ г.

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове (с изгаряне на мазут), при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

Замърсител	Концентрации [ $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ]- с мазут	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС- природен газ
SO <sub>2</sub>	2952	35
NO <sub>x</sub>	395	200
Прах	-	5

**За постигане на НДЕ по Директивата се предвижда монтаж на нискоемисионни горелки на седем бр. ВК, в период 2004- 2007 г. с необходими инвестиции 8.3 млн лв.**

#### ТФЦ “Земляне“

Основните генериращи съоръжения са 5 броя водогрейни котли, всеки с топлинна мощност 116,3 MW<sub>th</sub>. Общата инсталирана топлинна мощност в ТФЦ “Земляне“ възлиза на 581,5 MW<sub>th</sub> за производство на гореща вода.

Реализираното средногодишно производство на топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. е 1 239 122 MWh.

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

Замърсител	Концентрации [ $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ]- с мазут	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС- природен газ
SO <sub>2</sub>	4161	35
NO <sub>x</sub>	183- 400	200
Прах	-	5

**За постигане на НДЕ по Директивата се предвижда монтаж на нискоемисионни горелки на ВК 3, срок 2004 г. с необходими инвестиции 0.9 млн лв.**

#### ТФЦ “Люлин“

Основните генериращи съоръжения в ТФЦ “Люлин“ са 5 броя водогрейни котли, всеки с топлинна мощност по 116,3MW<sub>th</sub>. Общата инсталирана топлинна мощност в централата е 581,5 MW<sub>th</sub>- 5ВК x 116,3.

Реализираното средногодишно производство на топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. е 1 007 093 MWh.

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

Замърсител	Концентрации [ $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ]- с мазут	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС- природен газ
SO <sub>2</sub>	2632	35
NO <sub>x</sub>	144- 400	200
Прах	-	5

**За постигане на НДЕ по Директивата се предвижда монтаж на нискоемисионни горелки на ВК 2 и ВК 5, срок 2005 г. с необходими инвестиции 1.8 млн лв.**

#### II.5.2.9 “Топлофикация Бургас“ ЕАД- ТФЦ “Бургас“

ТФЦ “Бургас“ е изградена в покрайнините на гр. Бургас, в посока на Нефтохим, близо до селището Лозово. Общата инсталирана топлинна мощност е 366,3 MW<sub>th</sub>- 2ВКх 58,15 + 2ВК х 116,3 +2ПГх 8,7

Реализираното средногодишно производство на топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. е 418 287 MWh.

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

Замърсител	Концентрации [ $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ]- с мазут	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС- природен газ
SO <sub>2</sub>	1197	35
NO <sub>x</sub>	144- 400	300
Прах	-	5

**За постигане на НДЕ по Директивата се предвижда монтаж на нови горивни уредби (ВК 50- 2 бр. и ВК 100- 2 бр.), срок 2006 г. с необходими инвестиции 2.4 млн лв.**

Монтажът на тези горелки ще се извърши след доказване на необходимостта, чрез специално проучване.

#### II.5.2.10 “Топлофикация Казанлък“ ЕАД- ТЕЦ “Казанлък“

ТЕЦ “Казанлък“ е изградена в близост до центъра на гр. Казанлък. Общата инсталирана топлинна мощност е 197,1 MW<sub>th</sub>- 3 ПГх 57+ 3ПГ х 8,7.

Реализираното средногодишно производство на електроенергия и топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. е съответно 12385 MWh и 163914 MWh.

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

Замърсител	Концентрации [ $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ]	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС
SO <sub>2</sub>	4379	1700
NO <sub>x</sub>	410	450
Прах	-	50

**За постигане на НДЕ по Директивата се предвижда работа на централата само на нискосернист мазут със съдържание на сяра до 1 %, след 01.01.2008 г.**

### II.5.2.11 “Топлофикация Пловдив“ ЕАД

#### ТФЦ “Пловдив Юг“

Отоплителната централа “Пловдив Юг“ е изградена в южната част на гр. Пловдив за задоволяване на консуматорите от комунално- битовия сектор на района с топлоенергия за отопление, вентилация и битово горещо водоснабдяване.

Общата инсталирана топлинна мощност на централата е 410 MW<sub>th</sub> (ЗВКх 116 + ЗПГ х8,7).

Реализираното средногодишно производство на топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. е съответно 398279 MWh.

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

Замърсител	Концентрации [ $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ] – с мазут	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС- природен газ
SO <sub>2</sub>	2469	35
NO <sub>x</sub>	148	200
Прах	-	5

**Централата е в съответствие с изискванията на Директивата. За продължаване на съответствието е достатъчен системен контрол на състоянието на горивните уредби и емисиите на азотни оксиди (при прекратяване употребата на мазут преди 2008 г.).**

#### ТЕЦ “Пловдив Север“

ТЕЦ “ Пловдив север “ е изградена в северната част на града за задоволяване на консуматорите с топлоенергия, както в комунално- битовия сектор така и в промишлеността.

Общата инсталирана топлинна мощност на обекта е 660 MW<sub>th</sub>- 4ПГх157+ 1ПГх 32.

Реализираното средногодишно производство на електрическа и топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. е съответно 110 314 MWh и 532 953 MWh.

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

Замърсител	Концентрации [ $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ] – с мазут	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС- природен газ
SO <sub>2</sub>	2488	35
NO <sub>x</sub>	229- 400	200
Прах		5

За постигане на НДЕ по Директивата се предвижда рехабилитация на горивните уредби на ПГ с оглед овладяване на емисиите на NO<sub>x</sub>, срок 2007 г., необходимите инвестиции са 7.6 млн лв.

#### II.5.2.12 “Топлофикация Шумен“ ЕАД- ТЕЦ “Шумен“

ТЕЦ “Шумен“ е топлофикационна централа, изградена в гр. Шумен с предназначение комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и топлоснабдяване на промишлените предприятия и комунално- битовия сектор в града. Заедно с принадлежащата към нея парна и вода топлопреносни мрежи, тя е обособена като топлофикационно дружество “Топлофикация Шумен“.

Общата инсталирана топлинна мощност в ТЕЦ “Шумен“ възлиза на 293 MW<sub>th</sub>: 177 MW<sub>th</sub>-парогенератори (2x57+1x37+1x26) и 116 MW<sub>th</sub> водогрейни котли (1x116).

Реализираното средногодишно производство на електрическа и топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. е съответно 29 055 MWh и 289 703 MWh.

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

Замърсител	Концентрации [ $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ]– с мазут	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС- природен газ
SO <sub>2</sub>	1556	35
NO <sub>x</sub>	265- 400	300
Прах		5

За постигане на НДЕ по Директивата се предвижда монтиране на нискоемисионни горелки на четирите ПГ (2 млн лв.) и прекратяване употребата на мазут преди 2008г.

#### II.5.2.13 “Топлофикация Сливен“ ЕАД- ТЕЦ “Сливен“ ЕАД

ТЕЦ “Сливен“ е изградена в промишлената зона на южната част на гр. Сливен. Предназначението ѝ е производство на електрическа енергия, а така също и задоволяване на нуждите от топлинна енергия на комунално- битовия сектор.

Общата инсталирана топлинна мощност е 464 MW<sub>th</sub>- 2ПГx 116 + 2ВК x 116.

Парогенераторите са проектирани за изгаряне на черни въглища като основно гориво.

Реализираното средногодишно производство на електрическа и топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. е съответно 151162 MWh и 289596 MWh.

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

Замърсител	Концентрации [ $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ]- с въглища и мазут	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС- природен газ
SO <sub>2</sub>	12630	35
NO <sub>x</sub>	242- 400	75
Прах	115	5

Мерките за постигане на НДЕ по Директивата са както следва:

- Монтаж преди 2005 г. на нискоемисионни горелки на ВК1 (0.7 млн лв.)
- Изграждане преди 2008 г. на два парогазови модули с ел. мощност 10-15 MW (20 млн лв.)
- Извеждане от експлоатация на въглищните парогенератори.

#### II.5.2.14 “Топлофикация Враца“ ЕАД- ТФЦ “Младост“

ТФЦ “Младост“ е чисто отоплителна централа в източната част на гр. Враца. Разполага с два броя ВК с обща топлинна мощност 116,3 MW<sub>th</sub> (2ВКх 58,15).

Реализираното средногодишно производство на топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. е 129807 MWh.

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

Замърсител	Концентрации [ $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ]- с мазут	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС- природен газ
SO <sub>2</sub>	2007	35
NO <sub>x</sub>	163- 400	200
Прах		5

За постигане на НДЕ по Директивата се предвижда рехабилитация на горивните уредби на ВК1 и ВК2 (1.2 млн лв.) и прекратяване употребата на мазут преди 2008 г.

#### II.5.2.15 “Топлофикация Варна“ ЕАД- ТФЦ “Владислав Варненчик“

ТФЦ “Владислав Варненчик“ е изградена в западната част на гр. Варна за задоволяване нуждите за отопление и БГВ (битово горещо водоснабдяване) на консуматорите от комунално- битовия сектор. Тази централа е част от структурата на “Топлофикация Варна“ ЕАД, чийто принципал е МЕЕР

Инсталираната топлинна мощност е 250 MW<sub>th</sub>- 2ВКх116+ 2ПГх 8,7.

Реализираното средногодишно производство на топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. е съответно 138983 MWh.

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

Замърсител	Концентрации [ $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ]- с природен газ	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС- природен газ
SO <sub>2</sub>		35
NO <sub>x</sub>	137- 400	200
Прах		5

**За постигане на НДЕ по Директивата. се предвижда рехабилитация (при необходимост) на горивните уредби за покриване на товари над 50 % без превишаване на нормите в срок до 2006 г., необходими инвестиции 0.9 млн лв.**

#### II.5.2.16 “Топлофикация Габрово“ ЕАД- ТЕЦ “Габрово“

ТЕЦ “Габрово“ е изградена в гр. Габрово и е предназначена за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, с която се задоволяват нуждите от пара на основните промишлени предприятия и с гореща вода за отопление.

Общата инсталирана топлинна мощност възлиза на 223,44 MW<sub>th</sub>- (2ПГх 33+ 2ПГх 61+ 2ПГх 8,7+ 1ПГ х 18), от тях 66 MW<sub>th</sub>- 70 тона/час са с проектна база черни въглища, а останалите- 157,44 MW<sub>th</sub>-199 тона/час с проектна база мазут.

Предвижда се парогенератори №№ 1 и 2 да бъдат изведени от експлоатация, а останалите да бъдат преустроени за работа с природен газ след предстоящата газификация на гр. Габрово. Тези изменения ще се извършват в периода до 2008 г.

Реализираното средногодишно производство на електрическа и топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. е съответно 8519 MWh и 140742 MWh.

Прогнозите за периода 2008- 2015 г. са свързани с предвижданата смяна на горивната база и снижение на себестойността на произвежданата енергия. Очаква се производството на топлинна енергия да бъде около 100 000 MWh/год., а съответстващото комбинирано електропроизводство- около 10 000 MWh.

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове (с изгаряне на въглища и мазут), при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

Замърсител	Концентрации [ $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ]- с въглища и мазут	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС- природен газ
SO <sub>2</sub>	3204	35
NO <sub>x</sub>	453	300
Прах	401	5

**Необходимите мерки за постигане на НДЕ по Директивата включват:**



- Извеждане от експлоатация на въглищните парогенератори №№ 1, 2 в срок до 2007 г.
- Газоснабдяване на централата и газифициране на мазутните ПГ 3, 4, 5 и 6, срок 2007 г., необходими инвестиции 8 млн лв.

Алтернативно решение е преминаване на работа на нискосернист мазут със съдържание на S до 1 % след 01.01.2008 г.

### II.5.2.17 “Топлофикация В Търново“ ЕАД- ТФЦ “В.Търново“

Отоплителната централа “В. Търново“ е изградена в промишлената зона на града за задоволяване нуждите от топлинна енергия (отопление и вентилация- ОВ и БГВ) на комунално- битовия сектор.

Допълнително е изграден и един брой водогреен котел тип “ BERTSCH- 1800 “ който е въведен в експлоатация на 09.12.1998 г. Заедно с изграждането на този котел е изграден и един нов комин с височина H= 50 м, в който са включени и другите два броя парни котли (KM- 12).

Общата инсталирана топлинна мощност възлиза на 151,4 MW<sub>th</sub>- 2ПГx 8,72+ 1BKx 58+ 1BK x 18.

Реализираното средногодишно производство на топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. е 120035 MWh.

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

Замърсител	Концентрации [mg/Nm <sup>3</sup> ]- с мазут	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС- природен газ
SO <sub>2</sub>	4041	35
NO <sub>x</sub>	704	200
Прах		5

Необходимите мерки за постигане на НДЕ по Директивата включват:

- Конверсия от гориво мазут на природен газ и изграждане на АГРС, срок до 2005 г., необходими инвестиции 4.2 млн лв.
- Изграждане на разпределителни газопроводи и подмяна на горивните уредби на ВК 1 ВК 2 и ПГ 1 и ПГ2, срок 2007 г., необходими инвестиции 1.65 млн лв.

Алтернативно решение е преминаване на работа на нискосернист мазут със съдържание на S до 1 % след 01.01.2008 г.

**II.5.2.18 “Топлофикация Плевен“ ЕАД- ТЕЦ “Плевен“**

ТЕЦ “Плевен“ е изградена в гр. Плевен и е предназначена за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. Тя топлоснабдява с пара предприятията в индустриалната зона на града и около 60 % от неговия сграден фонд.

Общата термична инсталирана мощност възлиза на  $650 \text{ MW}_{\text{th}}$ - 3ПГх 68+ 2ПГх 107+ 2ВКх 116.

Реализираното средногодишно производство на електрическа и топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. е съответно 67372 MWh и 681825 MWh.

През прогнозния период 2008- 2015 г. ръководството на дружеството предвижда средногодишно производство на 75000 MWh електрическа енергия и 440 000 MWh топлинна енергия.

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

Замърсител	Концентрации [ $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ]- с природен газ	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС- природен газ
SO <sub>2</sub>		35
NO <sub>x</sub>	337	200
Праx		5

**Необходимите мерки за постигане на НДЕ по Директивата включват рехабилитация на горивните уредби с цел овладяване на емисиите на NO<sub>x</sub>, срок 2007 г., необходими инвестиции 1.2 млн лв.**

**II.5.2.19 “Топлофикация Перник“ ЕАД- ТЕЦ “Република“**

ТЕЦ “Република“ е топлофикационна централа разположена в източната част на гр. Перник. Понастоящем промишленото топлотребление с топлоносител пара е преустановено и превес има електропроизводството.

Общата инсталирана топлинна мощност възлиза на  $502 \text{ MW}_{\text{th}}$ - 2ПГх 88+ 2ПГх 89+ 1ПГх 148.

Настоящото техническо състояние на използваните генериращи съоръжения може да се характеризира по следния начин: незадоволително за парогенератори №№ 1÷4, всеки от които има отработени над 215 000 часа, задоволително за парогенератор № 5 (188 000 отработени часа), но той се нуждае от съществена рехабилитация, както за удължаване на експлоатационния му живот и повишаване на технико- икономическите му показатели, така и с оглед на подобряване на неговата екологична характеристика.

Реализираното средногодишно производство на електрическа и топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. е съответно 423893 MWh и 527100 MWh.

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

<b>Замърсител</b>	<b>Концентрации [mg/Nm<sup>3</sup>]- с въглища</b>	<b>НДЕ по Директива 2001/80/ЕС- въглища</b>
SO <sub>2</sub>	4797	400
NO <sub>x</sub>	238	500
Прах	749	50

Перспективите за развитие на ТЕЦ “Република“ се обуславят от необходимостта тя да продължи да работи, тъй като е единственият топлоизточник в града с присъединени към него около 20 000 жилищни апартаменти и 7 700 приведени апартаменти в обществени сгради. Освен това централата е единствен консуматор на високопепелните и нискокалорични въглища от Пернишкия басейн, където въгледобивът е структуроопределящ отрасъл с важно социално значение.

За тази цел е разработен проект за изграждане на подходяща заместваща мощност. Проектът е приоритетен за финансиране (до 50 %) по инструмента ISPA. Останалата част ще се осигури с целево финансиране от държавния бюджет (25 до 50 %, в зависимост от договореното финансиране по ISPA), собствени средства на оператора (10 %), съфинансиране от ПУДООС и чрез двустранното сътрудничество с Германия (10 %).

В прогнозния период 2008- 2015 г., след провеждане на технологичните изменения в централата и намаляване на инсталираните мощности в нея, се предвижда енергопроизводството до се стабилизира в рамките на:

- Електроенергия 270- 300 GWh/г;
- Топлоенергия 400÷450 GWh/г.

**Мерките за постигане на НДЕ по Директивата са както следва:**

- Модернизация преди 2005 г. на ПГ № 5 с изграждане на нов ЕФ (5 млн лв.).
- Изграждане преди 2008 г. на СОИ на ПГ № 5 (9 млн лв.).
- Изграждане преди 2008 г. на нов котел на кипящ слой с топлинна мощност 120 MW (60 млн лв.).
- Извеждане от експлоатация преди 2008 г. на действащите ПГ №№ 1-4.

#### **II.5.2.20 ТЕЦ “Девен“ АД- Девня**

ТЕЦ “Девен“ АД- бившата ТЕЦ “Девня“, регистрирана под това име от новите ѝ собственици- белгийския концерн “Солвей“, е изградена да задоволява с електро и топлоенергия заводите на Девненския промишлен комплекс.

Инсталираната топлинна мощност на централата е 1400 MW<sub>th</sub>- 5ПГx120 +5ПГx160.

Сега централата е собственост на белгийския концерн “Солвей“, собственик и на содовите заводи- Девня. Тя е самостоятелно акционерно дружество под името “Девен“ съкратено от Девня Енерджи АД.

Дружеството е получило лиценз № 1- 047- 03/06.12.2000 г. от Държавната комисия за енергийно регулиране за производство на електро и топлоенергия за срок от 20 години.

Като се анализира работата на парогенераторите в последните години, изпъква тенденцията за ограничаване до минимум работата на газомазутните парогенератори №№ 7 до 11, изгарящи основно природен газ и увеличаване натоварването на въглищните парогенератори №№ 1 до 6 по причина на рязкото увеличение цената на природния газ, съчетано с известно понижение цената на вносните въглища.

За централата, с Решение № 148/27.03.2000 г. на Министерския съвет, има утвърдени временни норми за допустими емисии с валидност до 31.05.2005 г. както следва:

- за прах- 400 mg/Nm<sup>3</sup>;
- за серни оксиди- 1400 mg/Nm<sup>3</sup>;
- за азотни оксиди- 1300 mg/Nm<sup>3</sup>.

Реализираното средногодишно производство на електрическа и топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. е съответно 459333 MWh и 2732272 MWh.

Прогноза за производството на електро и топлоенергия и разход на горива за 2008, 2010 и 2015 г. са дадени в приложената по- долу таблица.

<b>Натури</b>	<b>2008</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>
Ел. енергия- (GWh)	241	250	250
Топлоенергия (MWh)	3300000	3500000	3500000
Горива- натура:			
Мазут (t)	0	0	0
Пр. Газ (х.Nm <sup>3</sup> )	80000	80000	80000
Вносни въглища (t)	662320	701400	701400

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

- въглища

Замърсител	Концентрации [ $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ]	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС
SO <sub>2</sub>	1432(211- 3436)	400
NO <sub>x</sub>	1205(792- 1886)	1200
Прах	1356(17- 1101)	50

- природен газ

Замърсител	Концентрации [ $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ]	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС
SO <sub>2</sub>	-	35
NO <sub>x</sub>	350(268- 384)	200
Прах	-	5

Забележка: Цифрите в скоби са на базата на протоколи на РИОСВ.

**Необходимите мерки за постигане на НДЕ по Директивата включват:**

- Рехабилитация на горивните уредби за намаляване на емисиите на NO<sub>x</sub>, срок до 2018 г., необходими инвестиции 10 млн лв.
- Реконструкция на електрофилтрите или доставка на нови, срок 2007 г., необходими инвестиции 10 млн лв.
- Изграждане на сероочистваща инсталация, срок 2007 г., необходими инвестиции 30 млн лв.

### II.5.2.21 ТЕЦ към “Видахим“ АД- Видин

ТЕЦ към “Видахим“ АД (вече приватизирана) в гр. Видин е централа за комбинирано топло и електропроизводство, изградена в периода 1966- 1970 г. за нуждите на бившия стопански химически комбинат за автомобилни гуми и полиамидни влакна- гр. Видин.

Инсталираната топлинна мощност на централата е 471 MW<sub>th</sub>- 3ПГх 157.

След спирането на основните производства на “Видахим“ АД през есента на 1998 г. централата е работила по споразумение и с предоставени въглища от НЕК- ЕАД през зимния сезон на 1998- 1999 г. Спряна е на 19 април 1999 г.

Централата в момента е собственост на българската фирма “Пристис“ АД и предстои пускането ѝ в експлоатация.

Реализираното средногодишно производство на електрическа и топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. е съответно 85367 MWh и 162845 MWh.

Прогноза за производството на електро и топлоенергия и разход на горива за 2008, 2010 и 2015 г. са дадени в приложената по- долу таблица.

Натури	2008	2010	2015
Ел. енергия- (GWh)	125	125	150
Топлоенергия (MWh)	300000	300000	350000
Горива- натура:			
Мазут (t)	0	0	0
Вносни въглища (t)	166000	166000	190000

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

Замърсител	Концентрации [ $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ]- с въглища	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС- въглища
SO <sub>2</sub>	3124	1772
NO <sub>x</sub>	721	1200
Прах	382	100

Преди 2000 г. централата е изгаряла въглища със съдържание на летливи съединения под 10 % и ще продължи да ги изгаря. В тези условия не се налага реконструкция на горивните уредби преди 2017 г., тъй като НДЕ на азотни оксиди дотогава остава 1200  $\text{mg}/\text{Nm}^3$ . След 2007 г. в работа остават само един ПГ (втори ПГ е в студен резерв), при което мощността на централата намалява с две трети.

**Необходимите мерки за постигане на НДЕ по Директивата включват:**

- **Експлоатация само на един котел;**
- **Рехабилитация на горивните уредби за намаляване на емисиите на NO<sub>x</sub>, срок до 2015г., необходими инвестиции 6 млн лв. (анекс 6, забележка 3 към Директивата)**
- **Реконструкция на електрофилтрите или доставка на нови, срок 2007г., необходими инвестиции 10 млн лв.**
- **Използване на ниско сернисти въглища, съдържание на S по- малко от 0,4%. Срок 01.01.2008г.**

#### II.5.2.22 ТЕЦ към “Нова Плама“ АД- Плевен

ТЕЦ към “Нова Плама“ АД- гр. Плевен е централа за комбинирано електро и топлопроизводство, изградена за нуждите на бившия Нефтохимически комбинат- гр. Плевен- сега “Нова Плама“- АД.

Инсталираната топлинна мощност на централата е 480 MW<sub>th</sub>- 3ПГx160.

Централата е собственост на българската фирма “Евроенерджи холдинг“ АД.

Реализираното средногодишно производство на електрическа и топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. е съответно 37006 MWh и 253274 MWh.

Прогноза за производството на електро и топлоенергия и разход на горива за 2008, 2010 и 2015 г. са дадени в приложената по- долу таблица.

Натури	2008	2010	2015
Ел. енергия- (GWh)	144.56	144.56	150
Топлоенергия (MWh)	926218	926218	950000
Горива- натура:			
Котелно гориво (t)	90000	90000	92310
Пр. Газ (х.Nm <sup>3</sup> )	65000	65000	66700
Нефтозаводски газ (х.Nm <sup>3</sup> )	10000	10000	11000

През периода 1996-2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

- котелно гориво

Замърсител	Концентрации [mg/Nm <sup>3</sup> ]	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС
SO <sub>2</sub>	800	1 700
NO <sub>x</sub>	700	450
Прах	-	50

- природен газ

Замърсител	Концентрации [mg/Nm <sup>3</sup> ]	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС
SO <sub>2</sub>	-	35
NO <sub>x</sub>	800	300
Прах	-	5

- нефтозаводски газ

Замърсител	Концентрации [mg/Nm <sup>3</sup> ]	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС
SO <sub>2</sub>	-	800
NO <sub>x</sub>	400	300
Прах	-	5

След 2007 г. в централата ще остане в експлоатация само един от действащите ПГ. От останалите два един ще бъде изведен от експлоатация, а другият ще бъде оставен в студен резерв. С това топлинната мощност намалява три пъти - от 480 на 160 MW<sub>th</sub>. Приложимите НДЕ за серен диоксид стават 1700 mg/Nm<sup>3</sup> за течно гориво и 800 mg/Nm<sup>3</sup> за нефтозаводски газ. Тези норми ще бъдат съблюдавани от централата.

За да удовлетвори нормите за концентрация на NO<sub>x</sub> (450 mg/Nm<sup>3</sup> за природен газ и 300 mg/Nm<sup>3</sup> за нефтозаводски газ) централата ще реконструира горивната инсталация.

**Възможните мерки за постигане на НДЕ по Директивата преди 2008 г. са:**

- Намаляване на топлинната мощност на централата от 480 на 160 MW<sub>th</sub>.
- Рехабилитация на горивните уредби (6 млн лв.).

**II.5.2.23 ТЕЦ към “Свилоза“ АД- гр. Свищов**

ТЕЦ към “Свилоза“ АД- гр. Свищов е централа за комбинирано топло и електропроизводство, изградена за нуждите на бившия стопански химически комбинат “Свилоза“- сега “Свилоза“ АД.

Инсталираната топлинна мощност на централата е  $624 \text{ MW}_{\text{th}}$ - 4ПГх 156MW.

“Свилоза“ АД е получила от Държавната комисия за енергийно регулиране лиценз за производство на електро и топлоенергия № Л- 006- 03/17.10.2000 г. със срок на валидност 20 г.

ТЕЦ към “Свилоза“ АД е собственост на българо- американската фирма “Арус“ ООД.

Реализираното средногодишно производство на електрическа и топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. е съответно 246759 MWh и 470969 MWh.

Прогноза за производството на електро и топлоенергия и разход на горива за 2008, 2010 и 2015 г. са дадени в приложената по- долу таблица.

Натури	2008	2010	2015
Ел. енергия- (GWh)	395	395	300
Топлоенергия (MWh)	734000	734000	560000
Горива- натура:			
Мазут (t)	0	0	0
Вносни въглища (t)	403340	403340	297720

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

Замърсител	Концентрации [ $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ]- с въглища	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС- въглища
SO <sub>2</sub>	4181 (885- 5448)	1152
NO <sub>x</sub>	809 (882- 1384)	1200
Прах	475 (164- 1849)	100

Забележки: Цифрите в скоби са на базата на протоколи на РИОСВ.

През 2000 г. централата е изгаряла въглища със съдържание на летливи съединения под 10 % и ще продължи да ги изгаря. В тези условия не се налага реконструкция на горивните уредби преди 2015г., тъй като НДЕ на азотни оксиди дотогава остава  $1200 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ . След 2007 г. в работа остават само два ПГ, при което мощността на централата намалява на половина.

**Мерки за постигане на нормите на Директивата са както следва:**

- Ограничаване преди 2008 г. на топлинната мощност до  $312 \text{ MW}_{\text{th}}$ .
- Реконструкция или изграждане преди 2008 г. на нови ЕФ (10 млн лв.).
- Изгаряне на гориво със съдържание на сяра под 0,4 % или изграждане преди 2008 г. на СОИ (20 млн лв.).
- Рехабилитация преди 2018 г. на горивните уредби (6 млн лв.).



### II.5.2.24 ТЕЦ- към “Кремиковци“ АД

ТЕЦ “Кремиковци“ е въведена в експлоатация през 1963 г. със задача да снабдява с топлоенергия, сгъстен въздух и електроенергия металургичния комбинат “Кремиковци“.

Инсталираната топлинна мощност на централата е 1070 MW<sub>th</sub>- 5ПГ x 214.

До 1984 г. централата е изгаряла като основно гориво въглища от Софийския каменовъглен басейн, доменен газ, в по- малка степен коксов газ, ПЕГ- катран, остатък от коксуването на въглищата, както и мазут като гориво при разпалването. От 1984 г. по екологични съображения централата изгаря вместо въглища природен газ.

“Кремиковци“ АД е получило от Държавната комисия за енергийно регулиране лиценз № Л- №98/14.03.2001 г. за производство от ТЕЦ на електро и топлоенергия за срок от 15 г.

ТЕЦ е собственост на българската фирма “Фин Метъл холдинг“.

През 2000 г. съотношението по топлинен еквивалент на изгорените горива е:

- природен газ- 35,60 %;
- доменен газ- 34,92 %;
- коксов газ- 18,70 %;
- катран- 10,78 %.

Вижда се, че 64,40 % от изгорените през 2000 г. в ТЕЦ “Кремиковци“ горива са вторични продукти от металургичните процеси.

Реализираното средногодишно производство на електрическа и топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. е съответно 423402 MWh и 824857 MWh.

Прогноза за производството на електро и топлоенергия и разход на горива за 2008, 2010 и 2015 г. са дадени в приложената по- долу таблица.

Натури	2008	2010	2015
Ел. енергия- (GWh)	540	600	650
Топлоенергия (MWh)	680000	700000	700000
Горива- натура:			
Мазут (t)	0	0	0
Пр. Газ (х.Nm <sup>3</sup> )	130400	136200	140000
Домен газ (х.Nm <sup>3</sup> )	1000000	1040000	1080000
Коксов газ (х.Nm <sup>3</sup> )	180000	188000	192000
Катран (t)	0	0	0

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

- природен газ

Замърсител	Концентрации [mg/Nm <sup>3</sup> ]	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС
SO <sub>2</sub>	-	35
NO <sub>x</sub>	278	200
Прах	-	5

- доменен газ

Замърсител	Концентрации [mg/Nm <sup>3</sup> ]	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС
SO <sub>2</sub>	1070	800
NO <sub>x</sub>	145	200
Прах	-	5

- коксов газ

Замърсител	Концентрации [mg/Nm <sup>3</sup> ]	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС
SO <sub>2</sub>	20	800
NO <sub>x</sub>	253	200
Прах	-	5

- течни горива

Замърсител	Концентрации [mg/Nm <sup>3</sup> ]	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС
SO <sub>2</sub>	>800	400
NO <sub>x</sub>	700	400
Прах	-	50

Необходимите мерки за постигане на НДЕ по Директивата включват:

- Изграждане на нови горивни уредби за намаляване на емисиите на NO<sub>x</sub>, срок до 2007 г., необходими инвестиции 12 млн лв.
- Проучване и при необходимост изграждане на сероочистващи съоръжения за постигане на допустимите концентрации при изгаряне на доменен газ и течни горива.

#### II.5.2.25 ТЕЦ “Хименерго“ ЕАД към “ХИМКО“ АД- гр. Враца

ТЕЦ “Хименерго“ ЕАД към “ХИМКО“ АД- гр. Враца е централа за комбинирано топло и електропроизводство, която задоволява технологичните нужди на химическите производства с пара 0.6 и 1.5 МРа, подава топлоенергия за отопление и електроенергия, с която покрива част от потреблението на дружеството.

Инсталираната топлинна мощност на централата е 324 MW<sub>th</sub>- 3ПГх 108.

Дружеството е получило от Държавната комисия за енергийно регулиране/ДКЕР/лиценз за производството на електро и топлоенергия.

ТЕЦ е собственост на българската фирма “Айбитран “ АД.

Реализираното средногодишно производство на електрическа и топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. е съответно 124816 MWh и 686732 MWh.

Прогноза за производството на електро и топлоенергия и разход на горива за 2008, 2010 и 2015 г. са дадени в приложената по- долу таблица.

Натури	2008	2010	2015
Ел. енергия- (GWh)	150	150	200
Топлоенергия (MWh)	1000000	1000000	1500000
Горива- натура:			
Мазут (t)	0	0	0
Пр. газ (х.Nm <sup>3</sup> )	163000	163000	245000

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

Замърсител	Концентрации [mg/Nm <sup>3</sup> ]- с мазут	Директива 2001/80/ЕС- природен газ
SO <sub>2</sub>	1003	35
NO <sub>x</sub>	342(107- 368)	300
Прах	-	5

Забележка: Цифрите в скоби са на база протоколи от измервания на РИОСВ

**За постигане на НДЕ по Директивата се предвижда рехабилитация на горивните уредби на ПГ за намаляване на емисиите на NO<sub>x</sub>, срок до 2007 г., необходими инвестиции 5 млн лв.**

#### II.5.2.26 ТЕЦ към “Лукойл Нефтохим Бургас“ АД

ТЕЦ към “Лукойл Нефтохим Бургас“ АД е най- голямата промишлена топлоелектрическа централа в България с основен предмет на дейност паропроизводство за технологични нужди на нефтопреработката и съпътстващо електропроизводство.

Инсталираната топлинна мощност на централата е 1680 MW<sub>th</sub>- 2ПГ x 120 + 6ПГ x240.

Единствено ПГ № 12 е въведен в експлоатация през юни 2000 г., на мястото на котлоагрегати №№ 4 и 5, изведени от експлоатация поради изтекъл ресурс, и се явява нов по смисъла на Директивата.

Фирмата собственик на централата “Лукойл Нефтохим Бургас“ АД е получила от Държавната комисия за енергийно регулиране лиценз № Л- 106/10.05.2001 г. за производство на електроенергия и топлоенергия със срок на валидност 15 г.

Реализираното средногодишно производство на електрическа и топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. е съответно 914583 MWh и 3220660 MWh.

Прогноза за производството на електро и топлоенергия и разход на горива за

2008, 2010 и 2015 г. са дадени в приложената по- долу таблица.

Натури	2008	2012
Ел. енергия- (GWh)	-	980
Топлоенергия (GWh)	2800	3200
Горива- натура:		
Котелно гориво (t)	255000	255000
Гудрон (t)	95000	-
Пр. Газ (х. Nm <sup>3</sup> )	20000	220000
Нефтовъглеродороден газ (х. Nm <sup>3</sup> )	191000	200000

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

- мазут, гудрон

Замърсител	Концентрации [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Директива 2001/80/ЕС
SO <sub>2</sub>	3200- 6900	400 (1000)
NO <sub>x</sub>	880- 890	400
Прах	100- 550	50

- природен газ

Замърсител	Концентрации [mg/Nm <sup>3</sup> ]	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС
SO <sub>2</sub>	-	35 (1000)
NO <sub>x</sub>	330	200
Прах	-	5

- нефтовъглероден газ

Замърсител	Концентрации [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Директива 2001/80/ЕС
SO <sub>2</sub>	2300	800 (1000)
NO <sub>x</sub>	215	200
Прах	-	5

“Лукойл Нефтохим Бургас”АД приема цялата работна площадка да се разглежда, като един източник на емисии, съгласно чл.8, т.3 (а) на Директивата, прилагайки норма 1000 mg/Nm<sup>3</sup>, усреднена за всички горивни инсталации в рафинерията.

**Необходимите мерки за постигане на НДЕ по Директивата включват:**

- Рехабилитация на горивните уредби на ПГ и целево рационализиране на горивния процес, срок до 2007 г., необходими инвестиции 22.6 млн лв.
- Директивата позволява рафинериите да прилагат норма 1000 mg/Nm<sup>3</sup> за средна концентрация на всички горивни инсталации на територията на рафинерията.
- Изграждане на инсталация за сероочистка на тежките остатъчни фракции (583 млн лв.) – понижено съдържание на сяра (под 1%) в тежките течни горива, изгаряни в централата

**II.5.2.27 ТЕЦ към “Фабрика за хартия- Стамболийски“ АД**

ТЕЦ към “Фабрика за хартия- Стамболийски“ АД е типична заводска централа за комбинирано топло и електропроизводство. “Фабрика за хартия- Стамболийски“ АД е собственост на Европейската банка за възстановяване и развитие.

Инсталираната топлинна мощност на централата е  $106 \text{ MW}_{\text{th}}$ - 2ПГх 28+1ПГх 50.

Реализираното средногодишно производство на електрическа и топлинна енергия през отчетния период 1996- 2000 г. е съответно 657042 MWh и 564790 MWh.

Прогноза за производството на електро и топлоенергия и разход на горива за 2008, 2010 и 2015 г. са дадени в приложената по- долу таблица.

Натури	2008	2010	2015
Ел. енергия- (GWh)	75	75	100
Топлоенергия (MWh)	800000	800000	1000000
Горива- натура:			
Черна луга (t)	190000	190000	200000
Мазут (t)	0	0	0
Пр. газ ( $\text{x.Nm}^3$ )	76500	76500	115500

През периода 1996- 2000 г. са отчетени следните концентрации в димните газове, при допустими норми по Директива 2001/80/ЕС както следва:

- черна луга

Замърсител	Концентрации [ $\text{mg/Nm}^3$ ]	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС
SO <sub>2</sub>	658 (1288- 1727)	1700
NO <sub>x</sub>	110 (137- 140)	450
Прах	200 (418- 3154)	100

- природен газ

Замърсител	Концентрации [ $\text{mg/Nm}^3$ ]	НДЕ по Директива 2001/80/ЕС
SO <sub>2</sub>	-	35
NO <sub>x</sub>	173 (117- 222)	300
Прах	-	5

Забележка: Цифрите в скоби са на база протоколи от измервания на РИОСВ

**Необходимите мерки за постигане на НДЕ по Директивата включват:**

- Извеждане от експлоатация на един ПГ с мощност  $28 \text{ MW}_{\text{th}}$ .
- Рехабилитация на горивните уредби на ПГ № 8 и 9 и содорегенерационният (СРК) парогенератор (горивната уредба на СРК трябва да се преустрои за изгаряне на природен газ) за намаляване на емисиите на NO<sub>x</sub>, срок до 2007 г., необходими инвестиции 1 млн лв.
- Рехабилитация на ръкавния филтър на СРК, срок до 2004 г., необходими инвестиции 3 млн лв.

## **II.6 ОБОБОЩЕНИЕ НА НЕОБХОДИМИТЕ МЕРКИ ЗА ПРИВЕЖДАНЕ НА ГГИ В СЪОТВЕТСТВИЕ С НОРМИТЕ НА ДИРЕКТИВАТА.**

### **II.6.1 Извеждане от експлоатация на действащи мощности в ГГИ**

Обобщението на мерките показва, че в резултат на приложението на Директивата към края на 2007 г. общата инсталирана топлинна мощност на действащите ГГИ в страната ще намалее с 2716 MW<sub>th</sub>, в резултат на извеждането от експлоатация на 116 MW<sub>th</sub> в публичните ТЕЦ, на 1488 MW<sub>th</sub> в публичните ТФЦ и на 1112 MW<sub>th</sub> в промишлените ТЕЦ.

В допълнение, две публични ТЕЦ (ТЕЦ “Брикел” и ТЕЦ “Марица 3”) с обща топлинна мощност 1165 MW<sub>th</sub> ще работят в ограничен режим под 20 000 часа и ще бъдат изведени от експлоатация преди 01.01.2016 г. Също така три блока с обща термична мощност 1716 MW<sub>th</sub> в Бобов дол ще бъдат изведени от експлоатация както следва първи 2007 г., втори 2013 г. и трети 2018 г. При това, общото отражение на Директивата върху намалението на действащите инсталиранани мощности достига 3881 MW<sub>th</sub> или с 13.4 % от разполагаемата към момента топлинна мощност на действащите ГГИ (не са отчетени блокове 7 и 8 в ТЕЦ “Марица изток 3” и блок 12 в “Лукойл Нефтохим Бургас”, които в смисъла на Директивата са нови мащности).

Общата топлинна мощност на оставащите в експлоатация след 2007 г. действащи ГГИ е 26 213 MW<sub>th</sub>, а необходимите преки инвестиции за привеждането им в съответствие с Директивата достигат 1,214 милиарда лева.

### **II.6.2 Изграждане на заместващи мощности**

Намаляването на наличните инсталирани мощности за топло и електропроизводство налага да се пристъпи към изграждане на заместващи мощности, които да покрият възникващия недостиг на топло и електроенергия.

В Таблица 2.5.А, Таблица 2.5.В и Таблица 2.5.С са дадени тези замесващи мощности, сроковете за тяхното изграждане и необходимите инвестиции (между 1,181 и 1,401 млрд лв.).

Въпреки че тези инвестиции произхождат от налагането на повишените екологични изисквания на Директивата, те не са включени в оценките на прогнозите за разходите свързани с прилагането на Директивата. Изключение е направено само за един ПГ 120 MW<sub>th</sub> в ТЕЦ “Република“ (60 млн лв.) и два парогазови модула в ТЕЦ “Сливен“ (20 млн лв.), които безспорно са минимално необходимите инвестиции за изпълнение на Директивата, в сравнение с други възможни мероприятия и вече са на планов етап за реализация.

**Таблица 2.5 А Инвестиционни мероприятия- ТЕЦ с мощност над 50 MW<sub>th</sub>, работещи на твърдо гориво**

№	ГГИ	Срок	Необходимы инвестиции по ГГИ и общо, хил. лева
1. Проектиране и изграждане на сероочистващи инсталации (СОИ) на съществуващи мощности (ПГ)			
1.1	ТЕЦ "Марица изток 2" – 1, 2, 3 и 4 блок – 5 и 6 блок	2003- 2006 2003- 2008	160000 120000
1.2	ТЕЦ "Марица изток 3"	31.12.2007	200000
1.3	ТЕЦ "Бобов дол"	2005- 2007	120000
1.4	ТЕЦ " Варна "	2003- 2008	181000
1.5	ТЕЦ "Русе Изток"	31.12.2007	140000
<b>Общо по т. 1</b>			<b>781 000</b>
2. Проучване, проектиране и реконструкция/рехабилитация на горивни уредби и/или монтиране на ниско- емисионни горелки на съществуващи мощности (ПГ, ВК) за намаляване на NO <sub>x</sub>			
2.1	ТЕЦ "Бобов дол"	2005- 2007	7500
2.2	ТЕЦ " Варна "	2018	12000
2.3	ТЕЦ "Русе Изток"	2007	700
<b>Общо по т. 2</b>			<b>20 200</b>
3. Проектиране и изграждане или реконструкция на електрически и други прахоуловители на съществуващи мощности (ПГ)			
3.1	ТЕЦ "Марица изток 3"	2003- 2006	2000
3.2	ТЕЦ "Бобов дол"	2003- 2006	9000
3.3	ТЕЦ "Русе Изток"- на 3, 4, 5, 7 и 8 блок, с рехабилитация на ПГ- те за сухо шлакоотделяне	31.12.2007	14000
3.4	ТЕЦ " Варна "	2004- 2007	18000
<b>Общо по т. 3</b>			<b>43 000</b>
4. Проектиране и изграждане на нови, преди всичко заместващи енергийни мощности (ПГ, ВК, парогазови и газотурбинни модули)			
4.1	ТЕЦ "Марица 3"- парогазов модул	31.12.2007	50000
4.2	ТЕЦ "Бобов дол"- парогазови модули, заместващи блоковете 1 и 2	етапно 2007, 2013 и 2018	500000
<b>Общо по т. 4</b>			<b>550 000</b>
5. Монтаж на системи за мониторинг на емисиите			
5.1	ТЕЦ "Марица изток 2"	2003	600
5.2	ТЕЦ "Марица изток 3"	2003	300
5.3	ТЕЦ " Варна "	2003	500
5.4	ТЕЦ "Русе Изток"	2003	600
5.5	ТЕЦ "Бобов дол"	2003	300

	<b>Общо по т. 5</b>	<b>2 300</b>
	<b>Общо</b>	<b>1 396 500</b>



**Таблица 2.5.В Инвестиционни мероприятия в Топлофикационни централи (ТФЕЦ и ТФЦ)**

№	ГГИ	Срок	Необходимы инвестиции по ГГИ и общо, хил. лева
1. Промени и/или ограничения в горивната база на съществуващи мощности (ПГ, ВК)			
1.1	ТФЦ "В. Търново" - изграждане на АГРС  - конверсия от мазут на природен газ	2003-2005	200  4000
<b>Общо по т. 1</b>			<b>4 200</b>
2. Проектиране и изграждане на сероочистващи инсталации (СОИ) на съществуващи мощности (ПГ)			
2.1	ТЕЦ "Република"	2003-2004	9000
<b>Общо по т. 2</b>			<b>9 000</b>
3. Проучване, проектиране и реконструкция/рехабилитация на горивни уредби и/или монтиране на ниско-емисионни горелки на съществуващи мощности (ПГ, ВК) за намаляване на NO <sub>x</sub>			
3.1	ТЕЦ "София" - ПГ 9 и 3 бр. ВК	2003-2006	4100
3.2	ТЕЦ "София Изток" - 3 бр. ВК  - 4 бр. ПГ	2003-2005 31.12.2007	2700  5600
3.3	ТФЦ "Земляне" - на ВК3	2004	900
3.4	ТФЦ "Люлин" - ВК2 и ВК5	2004-2005	1800
3.5	ТФЦ "Бургас" - 2 ПГ по 8,7 MW <sub>th</sub> , 2 бр. ВК50 и 2 бр. ВК100	2004-2006	2400
3.6	ТЕЦ "Пловдив Север" - ПГ1 до 4 по 157 MW <sub>th</sub> и ВПГ 1 по 32 MW <sub>th</sub>	2003-2007	7600
3.7	ТЕЦ "Шумен" - 4 бр. ПГ	2004-2006	2000
3.8	ТЕЦ "Сливен" на ВК 1	2004	700
3.9	ТФЦ "Младост" - Враца- ВК 1 и 2	2003-2005	1200
3.10	ТФЦ "Вл. Варненчик"	2004-2007	900
3.11	ТЕЦ "Габрово" - ПГ 3, 4, 5 и 6	2006	8000
3.12	ТФЦ "В.Търново"		

	– ВК 1 и 2 - ПГ 1 и 2	2005- 2007 2006- 2007	1400 250
3.13	ТЕЦ “Плевен”	2007	1200
<b>Общо по т. 3</b>			<b>40 750</b>
4. Проектиране и изграждане или реконструкция на електрически и други прахоуловители на съществуващи мощности (ПГ)			
4.1	ТЕЦ “Република”- ЕФ към ПГ5 и модернизация на ПГ5.	2003- 2004	5000
<b>Общо по т. 4</b>			<b>5 000</b>

№	ГГИ	Срок	Необходими инвестиции по ГГИ и общо, хил. лева
5. Проектиране и изграждане на нови, преди всичко заместващи енергийни мощности (ПГ, ВК, парогазови и газотурбинни модули)			
5.1	ТЕЦ "София" - парогазов модул	31.12.2007	260000
5.2	ТФЦ "Люлин" - газотурбинен или парогазов модул	31.12.2007	120000 до 200000
5.3	ТФЦ "Земляне" - газотурбинен или парогазов модул	31.12.2007	120000 до 260000
5.4	ТФЦ "Бургас" - газови модули	2007	31000
5.5	ТЕЦ "Казанлък" - парогазов модул и АГРС	2007	20000
5.6	ТЕЦ "Сливен" - два броя парогазови модули	2007	20000
5.7	ТЕЦ "Република" - ПГ 120 MW <sub>th</sub>	2006-2007	60000
<b>Общо по т. 5</b>			<b>631 000- 851 000</b>
6. Монтаж на системи за мониторинг на емисиите			
6.1	ТЕЦ "София"	2003	600
6.2	ТЕЦ "София Изток"	2003	600
6.3	ТФЦ "Земляне"	2003	400
6.4	ТФЦ "Люлин"	2003	200
6.5	ТФЦ "Бургас"	2003	200
6.6	ТЕЦ "Казанлък"	2003	200
6.7	ТФЦ Пловдив Юг	2003	200
6.8	ТЕЦ Пловдив север	2003	200
6.9	ТЕЦ "Шумен"	2003	200
6.10	ТЕЦ "Сливен"	2003	300
6.11	ТФЦ "Враца Младост"	2003	200
6.12	ТФЦ "Вл. Варненчик"	2003	200
6.13	ТЕЦ "Габрово"	2003	300
6.14	ТФЦ "Търново"	2003	200
6.15	ТЕЦ "Плевен"	2003	240
6.16	ТЕЦ "Република"	2003	240
<b>Общо по т. 6</b>			<b>4 480</b>
<b>Общо</b>			<b>694 430 до 914 430</b>

**Таблица 2.5.С Инвестиционни мероприятия - ТЕЦ към  
промишлеността**

№	ГГИ	Срок	Необходими инвестиции по ГГИ и общо, хил. лева
1. Проектиране и изграждане на сероочистващи инсталации (СОИ) на съществуващи мощности (ПГ)			
1.1	ТЕЦ "Девен"	31.12.2007	40000
1.2	ТЕЦ "Свилоза"	31.12.2007	30000
<b>Общо по т. 1</b>			<b>70 000</b>
2. Проучване, проектиране и реконструкция/рехабилитация на горивни уредби и/или монтиране на ниско- емисионни горелки на съществуващи мощности (ПГ, ВК) за намаляване на NO <sub>x</sub>			
2.1	ТЕЦ "Девен" – въглищни ПГ 3 и 6	2018	10000
2.2	ТЕЦ "Видахим"- 1 ПГ по 156 MW <sub>th</sub>	2018	6000
2.3	ТЕЦ "Нова Плама"- 1 ПГ по 160 MW <sub>th</sub>	2004- 2006	6000
2.4	ТЕЦ "Свилоза"- 2 ПГ по 156 MW <sub>th</sub>	2018	6000
2.5	ТЕЦ "Кремиковци"- 2 ПГ по 180 MW <sub>th</sub>	2004- 2007	12000
2.6	ТЕЦ "ХИМЕНЕРГО"- 3 ПГ по 108 MW <sub>th</sub>	2004- 2007	5000
2.7	ТЕЦ " Лукойл "- 2 ПГ по 120 и 6 ПГ по 240 MW <sub>th</sub>	2004- 2007	22600
2.8	ТЕЦ " Стамболийски " – ПГ 8, 9 и СРК	2005- 2007	1000
<b>Общо по т. 2</b>			<b>88 600</b>
3. Проектиране и изграждане или реконструкция на електрически и други прахоуловители на съществуващи мощности (ПГ)			
3.1	ТЕЦ "Видахим"	2005- 2007	10000
3.2	ТЕЦ "Свилоза"	2005- 2007	10000
3.3	ТЕЦ " Лукойл " (дълбока сероочистка)	31.12.2007	583000
3.4	ТЕЦ " Стамболийски " – ръкавен филтър на СРК	2003- 2004	3000
3.5	ТЕЦ "Девен"	2007	10000
<b>Общо по т. 3</b>			<b>616 000</b>
4. Монтаж на системи за мониторинг на емисиите			
4.1	ТЕЦ "Девен"	2003	800
4.2	ТЕЦ "Видахим"	2003	300
4.3	ТЕЦ "Нова Плама"	2003	300
4.4	ТЕЦ "Свилоза"	2003	300
4.5	ТЕЦ "Кремиковци"	2003	600
4.6	ТЕЦ Хименерго- Враца	2003	200
4.7	ТЕЦ "Лукойл"	2003	400
4.8	ТЕЦ Стамболийски	2003	200
<b>Общо по т. 4</b>			<b>3 100</b>
<b>Общо</b>			<b>757 700</b>

**Таблица 2.6. Ограничения в електро- и/или топлопроизводството и/или извеждане от експлоатация на съществуващи мощности (ПГ, ВК)**

№	ГГИ, мярка	Срок
1. Група А: ТЕЦ с мощност над 50 MW <sub>th</sub> , работещи на твърдо гориво		
1.1	ТЕЦ "Брикел"- до 20 000 h след 2008 г. и извеждане от експлоатация	2008- 2015
1.2	ТЕЦ "Марица 3" до 20 000 h след 2008 г. и извеждане от експлоатация на блок 120 MW	2008- 2015
2. Група В: Топлофикационни централи (ТФЕЦ и ТФЦ)		
2.1	ТЕЦ "Шумен" - ВК100 не се използва.	от 1.01.2008
2.2	ТЕЦ " Русе Запад " – извеждане от експлоатация 2 бр. ВК по 25 MW <sub>th</sub>	31.12.2007
2.3	ТЦ " Враца градска "- извеждане от експлоатация на котел МС 1600	31.12.2007
2.4	ТЕЦ " Габрово " – извеждане от експлоатация ПГ 1 и 2	31.12.2007
2.5	ТЕЦ "Република" – извеждане от експлоатация ПГ 1- 4	2006- 2007
3. Група С: ТЕЦ към промишлеността		
3.1	ТЕЦ "Видахим" – експлоатация само на един ПГ	от 1.01.2008
3.2	ТЕЦ "Нова Плама" експлоатация само на един ПГ	от 1.01.2008
3.3	ТЕЦ "Свилоза"- експлоатация само на два ПГ	от 1.01.2008
3.4	ТЕЦ " Стамболийски "- извеждане от експлоатация	от 1.01.2008
3.5	ТЕЦ "Захарни заводи"- мощност под 50 MW <sub>th</sub>	от 1.01.2008

## II.7 ОЦЕНКА НА ИНВЕСТИЦИИТЕ И РАЗХОДИТЕ ЗА ЕВЕНТУАЛНО ПРИЛАГАНЕ НА ДИРЕКТИВАТА В СРОК

При оценката на инвестициите и годишните разходи се използват цени и разходи в константни български лева- BGN 2002. Инвестициите за отделните мероприятия и централи са дадени в таблици 2.5.А, 2.5.В и 2.5.С в раздел II.6.

Прието е, че финансовото обслужване по всяка инвестиция, включващо изплащане на лихва и главница, започва в годината след завършване на инвестицията и е равно на 15 % от инвестицията.

Крайният срок за изплащане на инвестицията е след 2017 г.

Годишните разходи по експлоатацията на съоръженията се оценяват на 10 % от инвестицията.

Освен тези разходи, в разходите за изпълнение на изискванията са предвидени административни разходи в размер на 50 000 BGN годишно за двама експерти по

мониторинг на приложението на Директивата- по един за дейностите свързани с МОСВ и МЕЕР.

Административните разходи за приложението на Директивата в частта ѝ за комплексните разрешителни по IPPC Директивата не се отчитат тук.

На базата на тези допускания е изготвена справка за преки разходи за изпълнение на Директивата при спазване на сроковете за приложение (Таблица 2.7).

Данните показват, че при евентуално спазване на изискванията по Директивата в срок преди 2008 г. годишните разходи за обслужване на инвестициите надхвърлят 315 млн лв., което представлява около 1 % от БВП- съществен допълнителен непроизводствен разход за страната.

Ако се отчете, че в момента годишните продажби на електроенергия възлизат на 27 TWh, следва да се очаква едно увеличение на продажната цена на електроенергията с над 1,16 стотинки на киловатчас само за сметка на инвестициите в съоръжения за контрол на емисиите. Това число представлява около 15 % от средната продажна цена на електроенергията в момента и ще бъде само част от очакваното увеличение на цените поради преждевременното прекратяване на експлоатацията на ядрени мощности в АЕЦ “Козлодуй”.

Анализът на справката за разходи необходими за евентуално спазване на изискванията по приложение на Директивата без преходни периоди доказва, че в кратък срок (практически за четири години) следва да се инвестират 1,274 млрд лв. (около 4 % от БВП), което е невъзможно за промишлеността. Тя не е в състояние да усвои през 2004 г. 216 млн лв., през 2005 г. 316 млн лв., през 2006 г. 380 млн лв. и 280 млн лв. през 2007 г.

За този период е невъзможно да се изградят над 20 сероочистващи инсталации.

Изграждането на първите две СОИ в страната (за блокове 7 и 8 на ТЕЦ “Марица изток 3”) отне над 4 години, като при това бяха осигурени заеми и грантове за реализацията и беше привлечена водеща западна фирма. Невъзможно е да се очаква в страната да се строят повече от 2- 3 СОИ годишно. Или за периода до 31.12.2007 г. могат да се построят най- много 10- 12 СОИ.

Тъй като заедно с въвеждането на мерките предстои извеждане от експлоатация на ГГИ, които не могат да бъдат приведени в съответствие с изискванията на Директивата се налага изграждането на заместващи мощности за 1,3 млрд лв.

Част от средствата за строителство на тези заместващи мощности вече са осигурени от банкови кредити и от чужди фирми- инвеститори. Другата част в момента се договаря. Осигуряването на сумата 1,274 млрд лв. за контрол на емисиите обаче в този срок е невъзможно. До сега са договорени или са в процес на договаряне само 480 млн лв. (246 млн €), необходими за централите от комплекса “Марица изток”, докато останалата част следва да се търси в близкото бъдеще. Така при евентуален опит да се спазят изискванията на Директивата до 31.12.2007 г. ще се наложи да се усвоят инвестиции от над 2,6 млрд лв. (1,33 млрд €). От тях около 800 млн лв. (410 млн €) все още не са дискутирани с потенциални кредитори или инвеститори.

В момента в АЕЦ “Козлодуй” се изпълнява програма за модернизация на ядрени блокове 5 и 6. Инвестициите възлизат на около 900 млн лв. (460 млн €) и са осигурени главно с банкови кредити. Срокът за изпълнение на модернизацията съвпада със сроковете за въвеждане на Директивата. В енергетиката се изпълняват и ще се изпълняват и други несвързани с околната среда проекти (рехабилитация на мрежата и др.) на обща стойност над 1 млрд лв. (510 млн €), които също се осигуряват чрез банкови заеми. Началните периоди на обслужване на всички посочени заеми ще съвпаднат към 2007- 2008 г. Обслужването на толкова големи заеми е невъзможно за енергийния отрасъл. То ще създаде криза и в платежния баланс на страната.

Въвеждането на Директивата в срок до 2008 г. е невъзможно поради големия обем инвестиции, краткият срок за изграждане на съоръженията и съвпадането на екологичните инвестиционни проекти с други големи енергийни проекти.

Едновременното провеждане на този голям обем инвестиционни дейности се дължи на предсрочното извеждане от експлоатация на ядрени блокове 1 и 2 в АЕЦ “Козлодуй” през 2002 г. и евентуалното предсрочно извеждане на блокове 3 и 4 от същата ядрена централа през 2006 г. Касае се за 1760 MW ядрени мощности (15 % от инсталираната мощност на системата), чиято експлоатация може да се прекрати във връзка със затворената глава Енергетика от предприєдинителните преговори.

Очевидно приложението на всички тези инвестиционни мероприятия в толкова кратък срок е невъзможно, поради което страната се нуждае от преходни периоди за приложението на Директивата.

**Таблица 2.7: Преки разходи за изпълнение на Директивата при евентуално спазване на сроковете за приложение до 31.12.2007 г.**

Разходи млн. лева	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Инвестиции</b>	48,04	216,17	315,75	379,61	280,46	0,00	0,00	0,00
<b>Административни разходи</b>	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
<b>Разходи за обслужване на инвестициите</b>	0,00	0,06	0,26	0,77	52,46	186,00	186,00	186,00
<b>Експлоатационни разходи</b>	0,00	0,04	0,17	0,51	34,97	124,00	124,00	124,00
<b>Годишни разходи</b>	0,05	0,15	0,48	1,33	87,48	310,06	310,06	310,06
Разходи млн. лева	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Инвестиции</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	34,00
<b>Административни разходи</b>	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
<b>Разходи за обслужване на инвестициите</b>	186,00	186,00	186,00	186,00	186,00	186,00	186,00	186,00
<b>Експлоатационни разходи</b>	124,00	124,00	124,00	124,00	124,00	124,00	124,00	124,00
<b>Годишни разходи</b>	310,06	310,06	310,06	310,06	310,06	310,06	310,06	310,06

Същевременно, анализът на инвестициите по групи централи (А, В и С) показва, че основната част от инвестициите се изисква от централите от група А. Там са

необходими 1,3965 млрд лева, от които 550 млн лева за нови мощности и 842,5 млн лв. за привеждане на ГГИ в съответствие с Директивата.

В топлофикационните централи са необходими средства в границите от 694 до 914 млн лв., като основната част от тях са за заместващи мощности, докато преките инвестиции за осигуряване на съответствие с Директивата са 63 млн лв. Ако към тях се добавят необходимите 20 млн лв. за нов парогазов модул в ТЕЦ “Сливен”, чиито мощности ще бъдат изведени от експлоатация поради нецелесъобразност за привеждане в съответствие с Директивата, както и 60 млн лв. за парогенератор на кипящ слой в ТЕЦ “Република”, се оказва, че за топлофикационните централи са необходими 143 млн лв.

Средствата за ТЕЦ “Република” са обезпечени, поради което остава да се търси финансиране в размер на 83 млн лв. Отчитайки, че тези централи са разположени в или близо до населени места е целесъобразно те да бъдат приведени в съответствие с изискванията на Директивата в срок до 31.12.2007 г. Тези централи са държавна собственост или (Топлофикация София) смесена общинска и държавна собственост и са съществена част от инфраструктурата на страната.

Финансирането на тези инвестиции ще се осигурява с директното съдействие на МЕЕР от следните източници:

- ISPA;
- помощи от двустранни международни спогодби;
- собствени средства;
- банкови кредити.

При тези условия всички топлофикационни централи могат да бъдат приведени в съответствие с Директивата в срок.

За изпълнение на изискванията на Директивата в промишлените централи (група С) е необходимо да се инвестират 183 млн лв. Част от тези инвестиции е необходимо да бъде вложена значително по-късно - към 2018 г., тъй като до тогава ТЕЦ “Девен”, ТЕЦ “Свилоса” и ТЕЦ “Видин” ще изгарят въглища с летливи вещества под 10 % и ще бъдат в нормата 1200 mg/Nm<sup>3</sup> за NO<sub>x</sub>. Така общата сума за периода до 31.12.2007 г. намалява на 161 млн лв. и може да бъде осигурена от собствениците на тези ГГИ със собствени средства и банкови заеми.

Изключение от този срок ще бъде направено само за ГГИ на рафинерията “Лукойл Нефтохим Бургас”, която изпълнява програма за намаляване на съдържанието на сяра в течните горива.

Следователно решение на проблема с намаляване на големия обем инвестиционни мероприятия следва да се търси в централите от група А, където следва да се инвестират 846,5 млн лв. в съоръжения за намаляване на емисиите.



## II.8 ОБОСНОВКА НА ПРЕХОДНИ ПЕРИОДИ

Както вече е доказано в II.7, при евентуално приложение на изискванията на Директивата в срок, значителните обеми на инвестициите за околна среда и краткия период, в който те следва да бъдат извършени, създава непреодолими затруднения пред икономиката на страната. Обемът на инвестициите ще надхвърли 4 % от Брутния вътрешен продукт (БВП) на страната, а вложеният им би следвало да бъде извършено за период от 4 години. Годишните експлоатационни разходи по тези инвестиции и годишните разходи за обслужване на инвестициите (изплащане на заеми и лихви) биха достигнали 310 млн лв./год. или около 1 % от БВП.

Следва да се отчита, че разходите за привеждане на ГГИ в съответствие с Директивата са само част от разходите, необходими за приложението на още редица директиви за околната среда.

В същото време енергийният сектор на страната е подложен на значително въздействие поради предсрочното прекратяване на експлоатацията на блокове 1 и 2 в АЕЦ "Козлодуй", които произвеждаха 10 % от електроенергията на страната.

Значителното намаляване на дела на ядрени мощности в мощностния баланс на страната, рязко увеличава ролята на мощностите в ТЕЦ. Тяхната нормална експлоатация става решаваща за устойчивостта и сигурността на доставките на електроенергия.

Непроизведената от АЕЦ електроенергия може да се произведе само от значително по-неикономични централи като ТЕЦ "Варна", ТЕЦ "Русе изток" и ТЕЦ "Бобов дол". Евентуалното предсрочно прекратяване на експлоатацията след 2006 г. на блокове 3 и 4 в АЕЦ, които произвеждат още 10 % от електроенергията би увеличило натоварването на тези ТЕЦ и, при добра тяхна използваемост, те биха могли да произведат около 11 млрд kWh електроенергия, равна на непроизведената от АЕЦ електроенергия.

Едновременното провеждане на мероприятия за привеждането на всички ТЕЦ към изискванията на Директивата ще намали разполагаемата мощност и ще снижи значително сигурността на електроснабдяването.

Известно е, че част от страните, които вече завършиха преговорите за приемане в Европейския съюз и ще станат пълноправни членове на съюза от 2004 г., получиха от Европейската комисия значителни преходни периоди базирани на огромната зависимост на страната от функционирането на ТЕЦ и на закриването на атомни централи.

България може да стане член на Европейския съюз не по-рано от 2007 г., но независимо от това се съгласи да прекрати експлоатацията на ядрени блокове 1 и 2 през 2002 г. и може да се наложи да прекрати експлоатацията на блокове 3 и 4, тоест преди приемането ѝ в Съюза. Към този момент зависимостта на страната от функционирането на ТЕЦ става огромна.

Ясно е, че страната не е в състояние да приложи изискванията към ГГИ в предписания от Директивата срок. В тези условия страната ще приеме подход,

който ще позволи Директивата да се приложи с минимални отклонения от изисквания срок и с бързо намаление на емисиите на вредни вещества.

Директивата ще се приложи в срок към всички централи, които са основни източници на емисии на SO<sub>2</sub>. Ще бъдат обхванати централите, които са емитирали над 92 % от общите емисии на SO<sub>2</sub> на страната в периода 1996- 2000 г. (Таблица 2.2).

Директивата ще бъде приложена в срок към почти всички ГГИ, които не удовлетворяват нормите за концентрация на NO<sub>x</sub>. Изключение ще бъде направено само за една централа- ТЕЦ “Лукойл Нефтохим Бургас”, която е емитирала само 4.78 % от общите емисии на NO<sub>x</sub> за страната през периода 1996- 2000 г. (Таблица 2.3).

България ще приложи изискванията на Директивата с преходен период само към четири ГГИ. Изискванията ще се приложат в срок към огромното мнозинство (27) от ГГИ.

Страната ще приложи преходни периоди към следните централи:

1. **ТЕЦ “Варна”** – преходен период до 2016 г., като поетапно котлите на централата се привеждат в пълно съответствие с нормите на Директивата през периода 2008- 2016 г.

Ако бъде направен опит централата да се приведе в съответствие с нормите на Директивата до 31.12.2007 г. това ще доведе до практическо прекратяване на експлоатацията ѝ в периода 2004- 2007 г. и нарушаване на мощностния баланс на страната.

При вземането на решението за преходен период се отчита и фактът, че ТЕЦ “Варна” е една от чистите централи. Емисиите на NO<sub>x</sub> са в нормите за концентрация от Директивата. Емисиите на SO<sub>2</sub> са едни от най- ниските за централите, изгарящи твърди горива, а добрата експлоатация на ЕФ ще позволи емисиите на прах да са в рамките на 100- 150 mg/Nm<sup>3</sup>.

Към 2008 г. се очаква емисиите на SO<sub>2</sub> да са 15 000 Mg/г., на NO<sub>x</sub> 15 708 Mg/г. и на прах 3 500 Mg/г. с постепенно намаляване и на трите вида замърсители в следствие на провежданите мероприятия.

Поради това, че енергийният сектор на страната е подложен на значително въздействие поради предсрочното прекратяване на експлоатацията на ядрени блокове в АЕЦ “Козлодуй” се предлага на ТЕЦ “Варна” ползва преходен период за прилагане на Директивата, като се позволи на централата да приложи изискванията на Директивата поетапно в течение на 8 години в периода 2008- 2016 г.

Всеки от шестте блока на централата ще бъде приведен в съответствие с изискванията на Директивата в срок, както следва:

- Блок №1 2009 г.
- Блок №2 2010 г.
- Блок №3 2011 г.
- Блок №4 2014 г.

- Блок №5 2015 г.
- Блок №6 2016 г.

През периода 2004- 2016 г. блоковете биха могли да произвеждат 5- 6 TWh годишно при разполагаема мощност от 1000 MW.

Така се позволява успешно да бъде завършена рехабилитацията на основните електропроизводствени мощности в останалите централи и, евентуално да се изградят нови мощности, за да се стабилизира мощностния баланс на страната. След 2016 г. централата изцяло ще съответства на изискванията на Директивата и ще има разполагаема мощност 1260 MW.

Плановете за развитие на централата предвиждат:

**За блокове №№1- 3:** Извършване на цялостна рехабилитация на тези блокове, с подмяна на горивната база на високореакционни суб-битуминозни въглища с прилагане на сухо шлакоотделяне от ПГ. Разработването на технико-икономическото проучване с избор на технологии ще се извърши през 2006 г. след като през 2005 г. централата се приватизира. За постигане нормите на Директивата рехабилитацията на тези блокове предвижда:

1. Изграждане на СОИ за всеки блок в зависимост от избраната горивна база и съдържанието на сяра във въглищата:
  - 1.1 При съдържание на сяра до 0,5 % във въглищата- използване на сух способ за сероочистване с впръскване на варовик в пещна камера. Необходимите инвестиции за инсталиране на СОИ на 3-те блока се оценяват на 30 млн лева. Срокът за изграждане на СОИ е 3 години- 2007- 2009 г.
  - 1.2 При съдържание на сяра до 0,8 % във въглищата- използване на полусух способ за сероочистване с впръскване на варовик в пещна камера и скруббер след ПГ пред ЕФ. Необходими инвестиции за инсталиране на СОИ на 3-те блока се оценяват на 90 млн лева. Срокът за изграждане на СОИ е 5 години в периода 2007-2011 г.
2. Съоръжаване на ПГ с нискоемисионни горелки за намалено образуване на азотни окиси. Срокът за инсталиране и въвеждане в експлоатация на тези горелки на 3 те блока е по време на рехабилитацията на блоковете и е 3 години в периода 2007-2009 г. Необходимите инвестиции за нови нискоемисионни горелки на 3те блока се оценяват на 6 млн лева.
3. Подмяна на съществуващите ЕФ с нови в зависимост от горивната база и съдържанието на сяра във въглищата:
  - 3.1 При съдържание на сяра до 0,5 % във въглищата – Инсталиране на ръкавни филтри със степен на очистване 99 %. Срок за изграждане на ръкавните филтри е 3 години, в периода 2007-2009 г. Необходимите инвестиции за 3 ръкавни филтри се оценяват на 9 млн лева.
  - 3.2 При съдържание на сяра до 0,8 % във въглищата – Инсталиране на ЕФ със степен на очистване 99,2 %. Срокът за изграждане на 3-те ЕФ е 3 години, в периода 2007-2009 г. Необходимите инвестиции за ЕФ се оценяват на 12 млн лева.

**За блокове №№4- 6.** Извършване на частична рехабилитация на енергийните блокове с изграждане на СОИ. Разработването на технико-икономическо проучване с избор на технологии ще се извърши през 2011 г. За постигане нормите на Директивата рехабилитацията на тези блокове ще предвижда:

1. Изграждане на СОИ към всеки блок с използване на полусуха варовикова технология. Необходимите инвестиции за СОИ на 3-те блока се оценяват на 90 млн лева. Срокът за изграждане на СОИ е 5 години в периода 2012-2016 г.
2. Рехабилитация на съществуващите ЕФ с инсталиране на допълнително електрическо поле. Предвижда се степента на почистване от прах да се увеличи до 99,5 %. Срокът за рехабилитация на ЕФ е 3 години в периода 2012- 2014 г. Необходимите инвестиции за рехабилитация на ЕФ на 3-те блока, се оценяват на 6 млн лева.

Предложената по-горе програма за развитие на централата представлява едно реалистично виждане за възможно най-бързо привеждане на последната в съответствие с изискванията на Директивата. При тези условия финансирането и провеждането на мерките ще бъде задължение на новия собственик на централата.

**2. ТЕЦ “Бобов дол“**– преходен период до 2018 г., като в периода от 2007 г. до 2018 г. от експлоатация се извежда цялата централа.

Ограничените възможности за добив на въглища в района и от там ограничената продължителност на експлоатация на централата прави нецелесъобразно влагането на толкова съществени инвестиции (136,5 млн лв.) за привеждането ѝ към изискванията на Директивата.

Проучванията за потенциала на въгледобива в района показват, че към 2008 г. той ще намалее до 460 хил. туг и няма да е достатъчен за захранване с горива на трите блока на централата. Поради това се планира блок №1 на централата да бъде изведен от експлоатация в края на 2007 г. и да бъде заместен с парогазов модул.

Към 2014 г. потенциалът за въгледобив в района намалява до 370 хил. туг-количество, достатъчно за захранване само на един блок на централата. Поради това се планира блок №2 да бъде изведен от експлоатация в края на 2013 г. и да бъде заменен с парогазов модул.

След 2013 г. в експлоатация ще остане само един блок, чието бъдеще зависи от възможностите за добив на въглища. Прогнозите са този блок да работи до 31.12.2018 г. и след това да бъде заменен с парогазов модул.

Поради това, а също така и поради необходимостта да се компенсира предсрочното извеждане на ядрени блокове в АЕЦ “Козлодуй” към ТЕЦ “Бобов дол” се прилага преходен период както следва:

- Блок №2- експлоатира се до 31.12.2013 г., след което се извежда от експлоатация.
- Блок №3- експлоатира се до 31.12.2018 г., след което се извежда от експлоатация.

- Блок №1 се извежда от експлоатация на 31.12.2007 г. преди влизането на Директивата в действие.

През преходния период до 2007 г. блоковете ще да произвеждат 2,8 TWh годишно, при разполагаема мощност от около 540- 570 MW, с което ще подпомогнат успешната рехабилитация на основните електропроизводствени мощности в останалите централи.

Така се постига намаление на инвестициите в централата с 136 млн лв., като се запазва централата в експлоатация по време на провеждане на мерките за модернизация на останалите електроцентрали в периода 2004- 2007 г. В противен случай се нарушава мощностния баланс на страната.

По време на експлоатацията на блокове 2 и 3 за ограничен период от време (блок 2- за 6 години и блок 3 за 11 години) се стабилизира мощностния баланс на страната и се провеждат необходимите мерки за преодоляване на последствията от постепенното закриване на въгледобива в региона.

През това време блоковете биха могли да произвеждат 1- 2 TWh годишно, при разполагаема мощност от около 190- 360 MW, с което ще подпомогнат успешната рехабилитация на основните електропроизводствени мощности в останалите централи.

При вземането на решение за преходен период се отчита, че централата съответства на нормите на Директивата за емисии на NO<sub>x</sub> и е емитирала под 5 % от общите емисии на SO<sub>2</sub> в страната през периода 1996- 2000 г. Намаленият въгледобив и поэтапното извеждане от експлоатация на блоковете естествено ще намали общия обем на емисиите от централата.

За периода 2008- 2012 г. се очаква емисиите на SO<sub>2</sub> да са 29 000 Mg/г., на NO<sub>x</sub> 2 900 Mg/г. и на прах 1 700 Mg/г., а за периода 2013- 2018 г. съответно емисиите на SO<sub>2</sub> ще са 14 000 Mg/г., на NO<sub>x</sub> 1 500 Mg/г. и на прах 900 Mg/г.

**3. ТЕЦ “Русе изток“** – преходен период до 2016 г., като в периода 2008- 2016 г., в течение на осем години, поэтапно централата се привежда в съответствие с нормите на Директивата.

Мерките за спазване на изискванията на Директивата за SO<sub>2</sub> и прах да се въведат постепенно в периода 2008- 2016 г.:

- 2007- 2008 г.- привеждане в нормите за прах на парогенератори 7 и 8.
- 2008- 2010 г.- ежегодно привеждане в съответствие с Директивата по SO<sub>2</sub> на един парогенератор (№№ 5, 7 и 8)
- 2011- 2012 г.- привеждане в нормите за прах на парогенератори №№ 1, 2 и 3.
- 2013- 2016 г.- ежегодно привеждане в съответствие с Директивата по SO<sub>2</sub> по един парогенератор (№№ 1, 2, 3 и 4)

Предсрочното извеждане от експлоатация на ядрени блокове в АЕЦ “Козлодуй” и паралелното провеждане на мерки за въвеждане на изискванията на Директивата към основните генериращи мощности на системата, поставят в критично състояние мощностния резерв на системата. Ако бъде направен опит централата да се приведе в съответствие с нормите на Директивата до 31.12.2007 г. това ще доведе до практическо прекратяване на експлоатацията ѝ в периода 2004- 2007 г.

и нарушаване на мощностния баланс на страната. Поради това централата ще приложи преходен период.

Характера на експлоатацията на централата е главно като резервна мощност при обща използваемост на инсталираната мощност 3 700- 4 000 h годишно (от 42 до 45 %). Сравнително добрите екологични показатели на централата, съчетани с малкото годишно натоварване, позволяват да се твърди, че увеличението на емисиите ще бъде незначително.

Емисиите на SO<sub>2</sub> за периода 1996- 2000 г. са 4.47 % от общите емисии на страната. Това е една от най- чистите електроцентрали, която е в нормите за емисии на NO<sub>x</sub> и при подобряване експлоатацията на ЕФ, се постигат концентрации от порядъка на 100- 150 mg/Nm<sup>3</sup>.

Към 2008 г. се очаква емисиите на SO<sub>2</sub> да са 15 236 Mg/г., на NO<sub>x</sub> 5 124 Mg/г. и на прах 1 353 Mg/г. с постепенно намаляване и на трите вида замърсители в следствие на провежданите мероприятия.

Общата инсталирана електрическа мощност на централата е 400 MW и тя има много ниска часова използваемост. Общото електропроизводство не надхвърля 1,5 TWh годишно и е свързано с когенерацията за топлофикация и поддържането на аварийен резерв за системата.

Плановете за развитие на централата предвиждат:

- Рехабилитация на енергиен блок №3 с инсталиране на нов ЕФ. Инвестициите за ЕФ се оценяват на 2 млн лева. Срокът за извършване на рехабилитацията с инсталиране на новия ЕФ е 2 г. в периода 2004- 2005 г.
- През 2006 г. ще се изготви технико-икономическо проучване за избор на технология за сероочистване и рехабилитация и/или монтиране на нови ЕФ в централата.
- Изграждане поетапно на 3 СОИ със степен на очистване 90 %, към ПГ №№ 5, 7 и 8. Инвестициите за СОИ на 3-те ПГ, се оценяват на 60 млн лева. Срокът за изграждане и въвеждане в експлоатация на тези СОИ е 4 години в периода 2007-2010 г.
- На ЕФ към ПГ №№ 7 и 8 ще бъде извършена рехабилитация за постигане на нормите. Необходимите инвестиции за рехабилитация на ЕФ на двата ПГ се оценяват на 4 млн лева. ЕФ ще се рехабилитират за 2 г. в периода 2007- 2008 г.
- Изграждане поетапно на 4 СОИ със степен на очистване 90 %, към ПГ №№ 1, 2, 3 и 4. Инвестициите за 4-те СОИ се оценяват на 80 млн лева. Срокът за изпълнение на строително-монтажните работи е 6 г. в периода 2011- 2016 г.
- Изграждане на нови ЕФ към ПГ № 1, 2 и 3. Инвестициите за 6-те ЕФ се оценяват на 8 млн лева. Сроковете за изпълнение на монтажните работи е 2 г. в периода 2011- 2012 г.

Предложената по- горе програма за развитие на централата представлява едно реалистично виждане за възможно най-бързо привеждане на последната в съответствие с изискванията на Директивата. При тези условия финансирането и

провеждането на мерките ще бъде задължение на новия собственик на централата.

**4. ТЕЦ “Лукойл Нефтохим Бургас”**- преходен период с отлагане на приложението на Директивата до 2012 г., заедно с приложението на Директива 99/32/ЕЕС за намаляване на съдържането на сяра в течните горива. Поетапно намаляване на емисиите на инсталациите през периода 2004- 2012 г., като в крайния етап се достига съответствие на рафинерията на изискванията на Директива 2001/80/ЕС за рафинерии (чл. 4, ал. 3, буква А)- средна концентрация на SO<sub>2</sub> от 1000 mg/Nm<sup>3</sup> за всички горивни инсталации в рафинерията и в съответствие на изискванията към ГГИ за емисии на NO<sub>x</sub> и прах.

Към 2008 г. се очаква емисиите на SO<sub>2</sub> да са 15 875 Mg/г., на NO<sub>x</sub> 2 046 Mg/г. с постепенно намаляване и на трите вида замърсители в следствие на провежданите мероприятия

Изпълнението на Директивата на ЕС за намаление на съдържанието на сяра в течните горива ще изискват значителни инвестиции. Страната заедно с преходния период за Директивата за намаляването на сяра в течните горива до 2012 г., ще приложи преходен период за ТЕЦ към “Лукойл Нефтохим Бургас” по Директива 2001/80/ЕС както следва:

– концентрация на SO<sub>2</sub>

до 2005 г.	2 500	mg/m <sup>3</sup>
от 2005 г.	2 200	mg/m <sup>3</sup>
до 2008 г.		
след 01.01.2012 г.	1 000	mg/m <sup>3</sup>

– концентрация на NO<sub>x</sub>

до 2008 г.	500	mg/m <sup>3</sup>	за течно гориво
	280	mg/m <sup>3</sup>	за газово гориво
след 01.01.2012 г.	400	mg/m <sup>3</sup>	за течно гориво
	200	mg/m <sup>3</sup>	за газово гориво

– концентрация на прах и сажди в течното гориво

до 2008 г.	в това число сажди до	150	mg/m <sup>3</sup>
		100	mg/m <sup>3</sup>
след 01.01.2012 г.	в това число сажди до	100	mg/m <sup>3</sup>
		50	mg/m <sup>3</sup>

Тези стойности за SO<sub>2</sub> са средни, основани на взаимно компенсиране на емисиите от различните горивни източници.

Контрола по SO<sub>2</sub> ще се извършва по изчислителен път за целия комбинат. Приема се да се монтират средства за непрекъснат мониторинг само на ГГИ над 50 MW<sub>th</sub> съгласно изискванията на Наредба № 6/99 г. За останалите 25 относително малки Горивни Източници се предвижда периодичен мониторинг, тъй като техния дял в общите емисии е под 30 %.

Мерки за постигане Нормите за допустими емисии (НДЕ) и срокове:

- За серните окиси- SO<sub>x</sub>

До 2008 г. сероочистка на собствените технологични газове, с което се достига концентрация от 2 200 mg/Nm<sup>3</sup>.

До 2012 г. сероочистка на тежки котелни горива съгласно Директива 93/12/ЕЕС

- За азотните окиси- NO<sub>x</sub>

До 2008 г. подмяна на горивната апаратура и реконструкция на пещните обеми на ГГИ, които дават преобладаващо количество NO<sub>x</sub>.

До 2011 г. достигане на заложените в Директивата концентрации- 400 mg/Nm<sup>3</sup> за течно гориво и 200 mg/Nm<sup>3</sup> за газово гориво.

- За праха и саждите

Нормата от 50 mg/Nm<sup>3</sup> е непосилна за котелно гориво с пепелно съдържание по-голямо от 0,06 %. Структурата на потребяваните в дружеството нефтове предопределя пепелно съдържание в котелното гориво не по-малко от 0,15 %. Оператора приема предложената в Директивата НДЕ след 01.01.2012 г., като се надява пепелното съдържание, в мазута с 1 % сяра, да е по-ниско.

При приложение на преходния период в рафинерията ще се реализира следната програма за постигане на съответствие с Директива 2001/80/ЕС.



№	Сегашно и предвиждано състояние на ГГИ					
	Технически параметри	дименсии	стойност, средна за 1996- 2000 г.	стойност, средна за 2008 г.	стойност, средна за 2012 г.	
1	Инсталирана топлинна мощност общо и по (ПГ)	MW <sub>th</sub>	2580	2580	2580	
			в т.ч.	в т.ч.	в т.ч.	
			ТЕЦ 1680	ТЕЦ 1680	ТЕЦ 1680	
			други 900	други 900	други 900	
2,	Концентрации	mg/Nm <sup>3</sup>				
2.1.	<b>Мазут, гудрон</b>					
2.1.1.	SO <sub>2</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	3200- 6900	2200	1000	
2.1.2.	NO <sub>x</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	880- 890	450	400	
2.1.3.	Прах	mg/Nm <sup>3</sup>	100- 550	150	50	
2.2.	<b>Природен газ</b>					
2.2.1.	SO <sub>2</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	--		1000	
2.2.2.	NO <sub>x</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	330	280	200	
2.2.3.	Прах	mg/Nm <sup>3</sup>	--		5	
2.3.	<b>Въглеродороден газ</b>					
2.3.1.	SO <sub>2</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	2300	1000	1000	
2.3.2.	NO <sub>x</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	215	215	200	
2.3.3.	Прах	mg/Nm <sup>3</sup>	--		5	
3,	Произведена електроенергия	GWh/a	914	950	980	
4,	Произведена топлинна енергия	GWh/a	3220	2800	3200	
5,	Горива					
5.1.	<b>гудрон</b>					
		- разход	Mg/a	147722	95000	
		- сяра S <sup>p</sup>	%	3,8	3	
		- пепел A <sup>p</sup>	%	0,18	0,15	
5.2.	<b>мазут</b>					
		- разход	Mg/a	254518	310000	400000
		- сяра S <sup>p</sup>	%	2,5	2,5	<1
		- пепел A <sup>p</sup>	%	0,18	0,15	<0.06
5.3.	<b>Природен газ</b>					
		- разход	xNm <sup>3</sup> /a	164161	20000	220000
5.4.	<b>Въглеродороден газ</b>					
		- разход	Mg/a	179844	191000	200000
		- сероводород	%	<0.1	0,05	0,05

Определени са разходите за привеждане на ГГИ в съответствие с Директива 2001/80/ЕС, с преходни периоди (в хиляди BGN 2002).

Анализът на тези разходи и сравнението им с разходите за прилагане на Директивата в срок (Таблица 2.8) показва, че прилагането на преходни периоди позволява:

- Да се увеличи срокът, в който следва да се усвоят средствата за инвестиции, като се намали обемът на инвестициите с 120 млн лв. Максималният обем годишни инвестиции намалява със 162 млн лв. (от 380 млн лв. на 217 млн лв.), което е значително по-приемливо за промишлеността и може да бъде реализирано.

- Годишните разходи за обслужване на инвестициите и експлоатационните разходи са около 184 млн лв. през периода 2009- 2010 г. (0,6 % от БВП) и достигат 231 млн лв. през периода след 2012 г., което е значително по-приемливо като непроизводствен разход.

Ангажирането на страната с преходни периоди води до намаляване на общия обем необходими инвестиции в съоръжения за контрол на емисии с 9,4 %, а на експлоатационните разходи в началния период на действие на Директивата с 126 млн лв. (40 %) в сравнение с евентуалното изпълнение на Директивата в срок.

При това инвестициите които ще са необходими в периода 2004- 2007 г. намаляват почти на половина- от 1,2 млрд лв. на 700 млн лв.

**Таблица 2.8 Сравнение на инвестициите и годишните разходи при евентуално изпълнение на Директивата в срок и с преходни периоди**

години	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>инвестиции</b>								
изпълнение в срок	48,04	216,17	315,75	379,61	280,46	0,00	0,00	0,00
с преходен период	47,90	160,61	192,45	217,11	130,46	45,20	47,80	48,00
<b>годишни разходи</b>								
изпълнение в срок	0,05	0,15	0,48	1,33	87,48	310,06	310,06	310,06
с преходен период	0,05	0,23	0,55	1,40	84,45	184,13	184,13	184,13

години	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>инвестиции</b>								
изпълнение в срок	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	34,00
с преходен период	47,00	33,00	31,00	31,00	41,00	37,00	0,00	22,00
<b>годишни разходи</b>								
изпълнение в срок	310,06	310,06	310,06	310,06	310,06	310,06	310,06	310,06
с преходен период	200,96	228,33	231,43	231,43	231,43	231,43	277,43	277,43

Независимо от това намаление осигуряването на инвестициите изцяло за сметка на операторите на ГГИ, за периода 2004- 2007 г., е невъзможно.

Операторът вече е осигурил за изграждането на СОИ в ТЕЦ “Марица изток 3” заем от 200 млн лв.

Водят се разговори за заем от японска банка на необходимите за изграждане на СОИ на блокове 1- 4 в ТЕЦ “Марица изток 2” 160 млн лв. При успешно завършване на тези разговори, за сметка на заеми вече ще бъдат осигурени 360 млн лв.

Операторите ще поемат изцяло повишените експлоатационни разходи и обслужването на тази част от инвестицията, което ще доведе до едно увеличение на цените на електроенергията от ГГИ с около 0,45 ст./kWh, което може да се разглежда като максимално възможно, като се има предвид, че то е средно около 10 % от изкупната цена, която се прилага сега към най-ефективните ТЕЦ.

**Отражение на преходните периоди върху конкуренцията на енергийния пазар.**

Производствените цени на електроенергията в България се групират в 5 сектора, съответстващи на приоритета при натоварването на производствените мощности (merit order):

1. Сектор “ядрена електроенергия”.

Секторът устойчиво поддържа най-ниските цени, като предсрочното извеждане от експлоатация на ядрени блокове и провежданата модернизация ще предизвикат бавно нарастване на цената. Тя ще достигне и надмине сегашното ниво на цените в сектор “лигнитни въглища”.

2. Сектор “лигнитни въглища” (ТЕЦ “Марица изток 2” и ТЕЦ “Марица изток 3”).

Секторът устойчиво поддържа ниски производствени цени. В случай, че не се приведе в съответствие с изискванията на Директивата ще запази по-ниски цени и ще може да конкурира сектор “ядрена електроенергия”. В сектор лигнитите не се предвиждат преходни периоди, така че няма да възникнат нарушения на конкуренцията.

3. Сектор “кафяви и черни въглища” (ТЕЦ “Русе изток”, ТЕЦ “Варна” и ТЕЦ “Бобов дол”).

Производствената цена на електроенергията в този сектор е значително по-висока от цената в сектори ядрен и лигнити. В този сектор са разположени централи участващи в подвърховата част на товаровата диаграма, с годишна използваемост от 3 500 до 5 500 часа. В тези централи се поддържа аварийния резерв на системата. За тази група централи се прилага преходен период. Прилагането на преходния период не се отразява на конкурентността на тези производствени мощности спрямо сектори ядрен и лигнити, като редът на натоварване (merit order) се запазва независимо от преходните периоди.

4. Сектор “когенерация от топлофикационни и промишлени централи”.

Електроенергията от тези централи се изкупува с предимство. Производствената цена е по-висока от цената в останалите сектори. Провеждането на мерки ще я увеличи, но това няма да се отрази в конкуренцията в пазара на електроенергия. Прилагането на преходен период към ТЕЦ “Варна”, ТЕЦ “Русе изток” и ТЕЦ “Бобов дол” не се отразява на конкурентността на електроенергията между двата сектора поради голямата разлика в производствените цени.

Прилагането на преходен период към ТЕЦ на рафинерията “Лукойл Нефтохим Бургас” не се отразява на пазара на електроенергия, тъй като централата произвежда основно за нуждите на рафинерията и има нулев обмен със системата.

5. Сектор “върхови централи”.

Тези централи включват хидроенергийни обекти и се управляват с цел пълно оползотворяване на хидроенергийния потенциал. Те не участват в реалния пазар на електроенергия.

Този анализ показва, че прилагането на преходни периоди към четири централи няма да се отрази на реда на натоварване на централите (merit order) и на конкуренцията между производителите на електроенергия.

### III ПЛАН ЗА ПРИЛАГАНЕ НА ДИРЕКТИВАТА

#### III.1 ПОДХОД ЗА ПРИЛАГАНЕ

Избран е подход за прилагане на Директивата чрез разработка и изпълнение на индивидуални планове за всяка ГГИ.

Засегнатите ГГИ са в лицензионен режим за производство на електро и топло енергия. Лицензиите за производство се издават от Комисията за енергийно регулиране. ГГИ ще получават комплексни разрешителни за извършване на дейността си в съответствие с Директива 96/61/ЕС. Тези разрешителни ще включват лимитите за концентрация на SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> и прах, сроковете за постигането им и график на необходимите мероприятия.

Директивата за ГГИ ще се хармонизира в националното законодателство чрез приемането на нова Наредба към ЗЧАВ за НДЕ на серен диоксид, азотни оксиди и прахообразни вещества, изпускани в атмосферния въздух от ГГИ. Проектът на наредбата се разработва от МОСВ и предстои да бъде утвърден съвместно с МЕЕР и МИ. При това, сроковете за привеждане в съответствие на действащите ГГИ и изискванията към новите ГГИ, изгарящи местни лигнитни въглища, които ще бъдат заложи в наредбата ще са в съответствие с настоящата ПП и постигнатите договорености в рамките на преговорите за присъединяване.

Основните жалони по прилагането на Директивата са представени в Таблица 3.1.

**Таблица 3.1**

Жалони	Отговорен орган	Краен срок
Инвентаризация на действащите ГГИ и разработка на индивидуални планове за привеждане в съответствие с изискванията на Директивата	МЕЕР, МОСВ, МИ	извършено
Разработка и одобряване на Наредба към ЗЧАВ за НДЕ на серен диоксид, азотни оксиди и прахообразни вещества, изпускани в атмосферния въздух от ГГИ	МОСВ, МЕЕР, МИ	09.2003 г.
Прилагане на Наредба към ЗЧАВ за НДЕ на серен диоксид, азотни оксиди и прахообразни вещества, изпускани в атмосферния въздух от ГГИ при издаване на разрешителни за строеж на нови ГГИ	МОСВ	прилага се
Подготовка и съгласуване на комплексни разрешителни за експлоатацията на ГГИ	РИОСВ, МОСВ, МЕЕР и МИ	2004 г.
Писмени декларации до МОСВ от ТЕЦ "Брикел" и ТЕЦ "Марица 3" за задължението да не се експлоатират инсталациите повече от 20 000 работни часа между 01.01.2008 и 31.12.2015 г. и извеждане от експлоатация.	МЕЕР	30.06.2004 г.
Издаване на комплексни разрешителни за експлоатацията на ГГИ	МОСВ	2005 г.

Привеждане на ГГИ група А и група В без преходни периоди в съответствие	МЕЕР	2007 г.
<b>Жалони</b>	<b>Отговорен орган</b>	<b>Краен срок</b>
Привеждане на ГГИ група С без преходни периоди в съответствие с НДЕ на Директивата	МОСВ МИ	2007 г.
Включване в договорите за приватизация на ТЕЦ “Варна” и ТЕЦ “Русе изток” на клаузи за изпълнение на индивидуалните планове за привеждане на ГГИ с НДЕ на Директивата	МЕЕР	текущ срок
Извеждане от експлоатация на Блокове 1, 2 и 3 на ТЕЦ “Бобов дол”	МЕЕР	2007, 2013, 2018 г.
Привеждане на ГГИ с преходни периоди в съответствие с НДЕ на Директивата	МОСВ	по индивидуален план

### III.2 КОНТРОЛ НА ИЗПЪЛНЕНИЕТО (АДМИНИСТРИРАНЕ НА ПЛАНА)

МОСВ, като централна държавна институция, отговаряща за провеждането на политиката по опазване на околната среда ще има водеща роля в управлението и контрола на приложението на Директивата. Чрез своята Изпълнителна агенция и Регионалните инспекторати, министерството ще контролира спазването на установените лимити.

За публичните централи (група А и В) операторът на централата е отговорен за финансирането и приложението на мерките. МЕЕР съдейства за осигуряване на финансирането и контролира изпълнението на мерките.

За автопроизводителите- когенерационни ТЕЦ (група С) операторът на централата е отговорен за финансирането и приложението на мерките. МОСВ контролира изпълнението на мерките. Министерство на икономиката съдейства за осигуряване на финанси и изпълнението на мерките.

Въвеждането на изискванията на Директивата към всяка конкретна ГГИ ще се реализира чрез комплексните разрешителни. Те се издават в изпълнение на изискванията на IPPC Директивата 96/61/ЕС, която вече е транспонирана в българското законодателство. Издаването на разрешителните започва през настоящата година. Те ще се издават от МОСВ след съответното съгласуване с МЕЕР, ДКЕР и Министерството на икономиката и ще включват лимитите за концентрация на SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> и прах, сроковете за постигането им и график на необходимите мероприятия.

### III.3 ДОКЛАДВАНЕ

Националният компетентен орган по прилагането на Директивата е МОСВ. В тази връзка МОСВ ще изготвя необходимите доклади за хода на нейното прилагане,

като организира и координира дейността на останалите институции (МЕЕР, МИ, РИОСВ и др.) във връзка с намирането на необходимата информация.

### **III.4 ПЛАН ЗА ДЕЙСТВИЕ**

Въз основа на резултатите от проучването, направените изводи, препоръките и уточненията от Междуведомствената работна група и утвърдения подход за привеждане на съществуващите ГГИ в страната в съответствие с Директивата, са разработени проекти на индивидуални планове за всяка отделна ГГИ.

НДЕ по Директивата [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Дейности за постигане на съответствие	Разход и [млн лв.]	Срок	Отговорник		Финансово осигуряване
				за изпълнение на мерките	за контрол на изпълнението	
<b>ГОЛЕМИ ЕНЕРГИВНИ ТЕЦ (ПУБЛИЧНА СОБСТВЕНОСТ)</b>						
ТЕЦ БРИКЕЛ (БИВША ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 1) – лигнитни въглища от Маришкия басейн (865 MW <sub>th</sub> )						
ограничена експлоатация в рамките на 20 хил.ч. от 2008 г. до 2011 г.	Декларация до ДКЕР и МОСВ за ограничена експлоатация след 2007 г.	-	2004г.	Оператора на централата	МЕЕР	
	Ограничена експлоатация (под 20 хил.ч.) на централата през съответния период	-	2011г.	Оператора на централата	МЕЕР	
	Извеждане от експлоатация на цялата централа	-	2011г.	Оператора на централата	МЕЕР	
ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2– лигнитни въглища от Маришкия басейн (действащи блокове 1 до 6- 3100 MW <sub>th</sub> ; нови блокове 7 и 8- 1212 MW <sub>th</sub> )						
Серен диоксид: 94% степен на очистка (СО); Азотни оксиди: 500; Прах: 50	Изграждане на две СОИ с 94% СО за новите блокове 7 и 8	120	Изп.	Оператора на централата	МЕЕР	Заем от ЕБВР
	Проучване, подготовка на необходимите документи и сключване на договори за финансиране изграждането на СОИ на блокове 5 и 6 (вкл. от ИСПА)	-	2004г.	МЕЕР	МС	
	Изграждане на две СОИ със 94% СО на блокове 5 и 6	120	2007г.	Оператора на централата	МЕЕР	ССО (собствени средства на оператора) и ИСПА



	Проучване и сключване на договор за финансиране реконструкцията на блокове 1 до 4 с изграждане на СОИ	-	2004г.	МЕЕР	МС	
	Изграждане на СОИ с 94%СО на блокове 1 до 4 и рехабилитация на ЕФ	160	2007г.	Оператора на централата	МЕЕР	ССО (заем от японски банки)
<b>ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 3 – лигнитни въглища от Маришкия басейн (2420 MW<sub>th</sub>)</b>						
Серни оксиди: 94% СО; Азотни оксиди: 500; Праx: 50	Проучване и сключване на договор за финансиране	-	изпълнено	МЕЕР	МС	
	Изграждане на две СОИ с 94%СО (по една на всеки два блока)	200	2007 г.	Оператора на централата	МЕЕР	ССО
	Рехабилитация на ЕФ	2	2006 г.	Оператора на централата	МЕЕР	ССО
<b>ТЕЦ МАРИЦА 3 – лигнитни въглища от Маришкия басейн (300 MW<sub>th</sub>)</b>						
ограничена експлоатация в рамките на 20 хил.ч. от 2008г. до 2015г.	Декларация до ДКЕР и МОСВ за ограничена експлоатация след 2007г.	-	2004 г.	Оператора на централата	МЕЕР	
	Ограничена експлоатация (под 20 хил.ч.) на блок 300 MW <sub>th</sub> през съответния период	-	2014 г.	Оператора на централата	МЕЕР	
	Извеждане от експлоатация на блок 300 MW <sub>th</sub>	-	2015 г.	Оператора на централата	МЕЕР	
<b>ТЕЦ БОБОВ ДОЛ – местни кафяви въглища (1716 MW<sub>th</sub>)</b>						
Серни диоксид: 400;	Проучване и сключване на договор за финансиране изграждането на съответните заместващи мощности	-	2005г.	МЕЕР	МС	

Азотни оксиди: 500; Прах: 50	Извеждане от експлоатация на блок 1 (572 MW <sub>th</sub> )	-	2007г.	Оператора на централата	МЕЕР	
	Извеждане от експлоатация на блок 2 (572 MW <sub>th</sub> )	-	2013г.	Оператора на централата	МЕЕР	
	Извеждане от експлоатация на блок 3 (572 MW <sub>th</sub> )	-	2018г.	Оператора на централата	МЕЕР	

ТЕЦ ВАРНА – вносни въглища със съдържание на летливи вещества (ЛВ) под 10% (3582 MW <sub>th</sub> )						
Серни диоксид: 400; Азотни оксиди: 1200 (до 2017г.); Праx: 50	Проучване, избор на технологии и сключване на договори за финансиране	-	2006г.	Оператора на централата	МЕЕР	ССО
	Изграждане на подходящи СОИ и ЕФ и поетапно привеждане в съответствие както следва:			Оператора на централата	МЕЕР (чрез договора за приватизация)	ССО
	Блок 1 (за сярa от 0.5- 0.8 %)	13 (34)	2009 г.			
	Блок 2 (за сярa от 0.5- 0.8 %)	13 (34)	2010 г.			
	Блок 3 (за сярa от 0.5- 0.8 %)	13 (34)	2011 г.			
	Блок 4	32	2014 г.			
	Блок 5	32	2015 г.			
	Блок 6	32	2016 г.			
	Декларация до ДКЕР за продължаване използването на въглища с ЛВ под 10 % в периода до 2018г.	-	2004 г.	Оператора на централата	МЕЕР	
	Използване на въглища с ЛВ под 10%	-	2017 г.	Оператора на централата	МЕЕР	
	Рехабилитация на горивните уредби	6	2015 г.	Оператора на централата	МЕЕР чрез договора за приватизация	ССО

<b>ТЕЦ РУСЕ Изток– вносни въглища със съдържание на летливи вещества под 10% (1449 MW<sub>th</sub>)</b>						
Серни диоксид: 400; Азотни оксиди: 1200 (до 2017г.); Праха: 50	Декларация до МЕЕР и ДКЕР за продължаване използването на въглища с ЛВ под 10%		2004 г.	Оператора на централата	МЕЕР	
	Използване на въглища с ЛВ под 10%	-	2017 г.	Оператора на централата	МЕЕР	
	Проучване, избор на технологии и сключване на договори за финансиране	-	2006г.	Оператора на централата	МЕЕР	ССО
	Изграждане на подходящи СОИ и ЕФ и поетапно привеждане в съответствие както следва:			Оператора на централата	МЕЕР (чрез договора за приватизация)	ССО
	Блок 1	22,67	2016 г.			
	Блок 2	22,67	2016 г.			
	Блок 3	24,67	2016 г.			
	Блок 4	20	2016 г.			
	Блок 5	20	2010 г.			
	Блок 7	22	2010 г.			
Блок 7	22	2010 г.				
<b>ТОПЛОФИКАЦИОННИ ДРУЖЕСТВА (ПУБЛИЧНА СОБСТВЕНОСТ)</b>						
<b>ТОПЛОФИКАЦИЯ СОФИЯ (ТЕЦ СОФИЯ, ТЕЦ СОФИЯ ИЗТОК, ТФЦ ЗЕМЛЯНЕ И ТФЦ ЛЮЛИН) и ТЕЦ ПЛОВДИВ СЕВЕР – природен газ</b>						
Серен диоксид: 35; Азотни оксиди: 200;	Прекратяване употребата на течно гориво (мазут) с изключение на случаите на прекъсване на централните доставки на природен газ	-	2007г.	Оператора на централите	МЕЕР	ДБ (50%), собствени средства на оператора (35%) и ПУДООС

Праx: 5	Проучване и сключване на договори за подмяна на горивните уредби	-	2004г.			
	Етапна подмяна на горивните уредби	22,7	2007г.			
<b>ТЕЦ ПЛЕВЕН, ТФЦ ВЛ. ВАРНЕНЧИК, ТФЦ МЛАДОСТ, ТЕЦ ШУМЕН И ТФЦ БУРГАС - природен газ</b>						
Серен диоксид: 35; Азотни оксиди: 200 (за последните две централи – 300); Праx: 5	Прекратяване употребата на течно гориво (мазут), с изключение на случаите на прекъсване на централните доставки на природен газ	-	2007г.	Операторите на централите	МЕЕР	ДБ (70%), собствени средства на оператора (15%) и ПУДООС
	Проучване и сключване на договори за подмяна на горивните уредби	-	2004г.			
	Етапна подмяна на горивните уредби	7,7	2007г.			
<b>ТЕЦ ГАБРОВО И ТФЦ ВЕЛИКО ТЪРНОВО – конверсия от течно гориво (мазут) на природен газ</b>						
Серен диоксид: 35; Азотни оксиди: 300 (за ТФЦ-200); Праx: 5	<u>Първи вариант:</u> прекратяване употребата на течно гориво (мазут) с изключение на случаите на прекъсване на централните доставки на природен газ	-	2007г.	Операторите на централите	МЕЕР	ДБ (70%), собствени средства на оператора (10%) и ПУДООС
	Проучване и сключване на договори за изграждане	-	2004г.			
	Газоснабдяване и газифициране на централите, вкл. етапна подмяна на горивните уредби	13,85	2007г.			ССО
	Извеждане от експлоатация на въглищните ПГ 1 и 2 в ТЕЦ ГАБРОВО	-	2007г.	Оператора на централата	МЕЕР	
	<u>Втори вариант:</u> Проучване и сключване на договори за доставка на течно гориво (мазут)	-	2006г.	Оператора на централата	МЕЕР	
	Употреба на течно гориво (мазут) със съдържание на сяра под 1%	-	2007г.			

ТЕЦ КАЗАНЛЪК – конверсия от високосернисто към нискосернисто течно гориво (мазут)						
Серен диоксид: 1700; Азотни оксиди: 450; Прах: 50	Проучване и сключване на договори за доставка	-	2006г.	Оператора на централата	МЕЕР	ССО
	Употреба на течно гориво (мазут) със съдържание на сяра под 1%	-	2007г.			
ТЕЦ РЕПУБЛИКА – местни кафяви въглища (502 MW <sub>th</sub> )						
Серен диоксид: 400; Азотни оксиди: 500; Прах: 50	Изготвяне на проектна документация за изграждане на нов ПГ на кипящ слой (120MW) и СОИ на ПГ5 (148 MW)	-	Изп.	Оператора на централата	МЕЕР	
	Подготовка на необходимите документи за осигуряване на съфинансиране по линия на Инструмента ИСПА и двустранно сътрудничество с Германия	-	2003г.	МЕЕР	МС	
	Включване на проекта в списъка на приоритетните проекти за съфинансиране по линия на ИСПА	-	2003г.	МОСВ	МС	
	Изграждане на нов ЕФ на ПГ 5	5	2005г.	Оператора на централата	МЕЕР	Заем от СБ
	Допълнителни проучвания и сключване на договори за финансиране	-	2004г.			ИСПА (макс. до 50%), KfW (10%), ССО (10 %), ПУДООС (10%) и ДБ
	Изграждане на нов ПГ на кипящ слой и СОИ на ПГ 5	69	2007г.			

	Извеждане от експлоатация на ПГ 1 до 4	-	2007г.			
--	---	---	--------	--	--	--

ТЕЦ СЛИВЕН – местни кафяви въглища (232 MW <sub>th</sub> ) и природен газ (232 MW <sub>th</sub> )						
Серен диоксид: 35; Азотни оксиди: 75; Прах: 5	Изготвяне на проектна документация за изграждане на два парогазови модула	-	2004	Оператора на централата	МЕЕР	
	Изграждане на два парогазови модула	20	2007 г.	Оператора на централата	МЕЕР	ССО и фондове на ЕС
	Монтаж на нискоемисионни горелки	0,7	2004	Оператора на централата		
ПРОМИШЛЕНИ ТЕЦ (НА ЧАСТНИ ОПЕРАТОРИ)						
ТЕЦ ДЕВЕН – вносни въглища (със съдържание на ЛВ под 10%) и природен газ						
Серен диоксид: 400/35 Азотни оксиди: 1200/200 Прах: 50/5	Изграждане на СОИ на въглищните ПГ и/или изгаряне на въглища с ниско съдържание на сяра	30	2007г.	Оператора на централата	МОСВ и МИ	ССО
	Реконструкция и изграждане на нови ЕФ	10	2007г.			
	Подмяна на горивните уредби на въглищните ПГ	10	2015г.			
ТЕЦ СВИЛОЗА – вносни въглища (със съдържание на ЛВ под 10%)						
Серен диоксид: 1152 Азотни оксиди: 1200 (до 2017г.) Прах: 100	Рехабилитация на горивните уредби	6	2015г.	Оператора	МОСВ и МИ	ССО
	Изграждане на СОИ и/или изгаряне на въглища с ниско съдържание на сяра	20	2007г.	Оператора	МОСВ и МИ	ССО
	Изграждане на нови ЕФ	10	2007г.	Оператора	МОСВ и МИ	ССО



ТЕЦ ВИДАХИМ – вносни въглища (със съдържание на ЛВ под 10%)						
Серен диоксид: 1772 Азотни оксиди: 1200 (до 2017г.) Прах: 100	Рехабилитация на горивните уредби	6	2015г.	Оператора	МОСВ и МИ	ССО
	Изгаряне на въглища с ниско съдържание на сяра (под 0.4%)	-	2007г.	Оператора	МОСВ и МИ	ССО
	Изграждане на нови ЕФ	10	2007г.	Оператора	МОСВ и МИ	ССО
ТЕЦ КРЕМИКОВЦИ – природен газ/доменни и коксови газове						
Серен диоксид: 35/800 Азотни оксиди: 200; Прах: 5	Подмяна на горивните уредби	12	2007г.	Оператора на централата	МОСВ и МИ	ССО
ТЕЦ ХИМЕНЕРГО – природен газ						
Серен диоксид: 35; Азотни оксиди: 300; Прах: 5	Рехабилитация на горивните уредби	5	2007г.	Оператора на централата	МОСВ и МИ	ССО

ТЕЦ КЪМ ФАБРИКА ЗА ХАРТИЯ – СТАМБОЛИЙСКИ – природен газ/течно гориво						
Серен диоксид: 1700/35; Азотни оксиди: 450/300; Прах: 100/5	Рехабилитация на горивните уредби на два ПГ с преустройство на содорегенерационния ПГ (СРК) за изгаряне на природен газ	1	2007г.	Оператора на централата	МОСВ и МИ	ССО
	Рехабилитация на ръкавния филтър на СРК	3	2004г.			
	Извеждане от експлоатация на ПГ 28 MW	-	2007г.			
ТЕЦ НОВА ПЛАМА – течно гориво/природен газ/рафинерийни газове						
Серен диоксид: 1700/35/80 0 Азотни оксиди: 450/300/30 0 Прах: 50/5/5	Извеждане от експлоатация на два ПГ с обща мощност 320 MW <sub>th</sub> (един остава в студен резерв), т.е. намаляване топлинната мощност на централата до 160 MW <sub>th</sub>	-	2007г.	Оператора на централата	МОСВ и МИ	
	Рехабилитация на горивните уредби	6	2007г.	Оператора	МОСВ и МИ	ССО
ТЕЦ ЛУКОЙЛ НЕФТОХИМ БУРГАС – течно гориво/природен газ/рафинерийни газове						
Серен диоксид:	Инсталация за дълбока очистка на тежките нефтени остатъци	583	2011г.	Оператора	МОСВ и МИ	ССО

1000 Азотни оксиди: 400/200/20 0 Прах: 50/5/5	Рехабилитация и/или подмяна на горивните уредби, и обезсерване на вътрешнозаводските газове	22.6	2007г.	на централат а		
---	---	------	--------	----------------------	--	--

<b>АВТОМАТИЧЕН МОНИТОРИНГ НА ЕМИСИИТЕ</b>					
Монтиране на СИ в енергийните централи	2.3	2003г.	Операторите	МЕЕР	ССО
Монтиране на СИ в ТФ централи	4.5	2003г.			
Монтиране на СИ в промишлените централи	3.1	2003г.	Операторите	МОСВ	ССО
<b>ОБЩИ АДМИНИСТРАТИВНИ МЕРКИ</b>					
Своевременно осигуряване на необходимите средства за реализиране на мерките по привеждане в съответствие, финансирани от ДБ	-	ежегодно	МФ	НС	
Преразглеждане на издадените лицензи за производство на енергия с оглед осигуряване своевременното прилагане на изискванията на Директивата	-	2007г.	ДКЕР	МС	
Издаване на комплексни разрешителни за експлоатация на енергийните, топлофикационните и промишлените централи по смисъла на Директива 96/61/ЕС (в съответствие със заложените по-горе мерки и срокове)	-	2007г.	ИАОС	МОСВ	

	Разходи [млн.лв.]	Срок	Отговорник		Финансово осигуряване
			за изпълнение на мерките	за контрол на изпълнението	
<b>ИЗГРАЖДАНЕ НА НОВИ ЗАМЕСТВАЩИ МОЩНОСТИ (СВЪРЗАНИ С ИЗПЪЛНЕНИЕТО НА ПЛАНА)</b>					
ТЕЦ БРИКЕЛ: Изграждане на заместваща мощност за осигуряване топлофикацията на град Гълъбово след 2007г.	15	2007г.	МЕЕР	МС	ДБ
ТЕЦ МАРИЦА 3: нов блок на природен газ (60 MW)	50	2007г.	МЕЕР	МС	ССО и ДБ
<b>ИЗГРАЖДАНЕ НА ДРУГИ НОВИ МОЩНОСТИ</b>					
ТЕЦ БОБОВ ДОЛ: поетапно изграждане на три заместващи модула на природен газ и въвеждането им в експлоатация, както следва:	500	-	МЕЕР	МС	ССО
първи модул	180	2007г.			
втори модул	160	2013г.			
трети модул	160	2018г.			
ТЕЦ СОФИЯ: нов парогазов модул (150 MW <sub>th</sub> )	260	2008	Оператора на централата	МЕЕР	ССО
ТФЦ ЗЕМЛЯНЕ: газотурбинен или парогазов модул	120- 260	2008			
ТЕЦ ЛЮЛИН: газотурбинен или парогазов модул	120- 200	2008			
ТЕЦ Казанлък: парогазов модул и АГРС	20	2007			
ТФЦ БУРГАС: газови модули	31	2007			

#### **IV ПРИЛОЖЕНИЕ НА ДИРЕКТИВАТА КЪМ НОВИ ГГИ СЪГЛАСНО ЧЛ. 4 (2).**

Страната ще прилага изискванията на Директивата към всички новостроящи се ГГИ веднага след завършването на преговорите по главата “Околна среда”, като ще отрази изискванията в съответното законодателство.

## V ЗАКЛЮЧЕНИЕ

### **Възможни последици от приложението на Директива 2001/80/ЕС.**

България спазва изискванията на Гьотеборгския протокол и е планирала и провежда мерки за намаляване на емисиите до допустимите “тавани”.

Приложението на Директивата би имало съществено значение за подобряване на опазването на чистотата на атмосферата и околната среда.

Така страната значително ще преизпълни задълженията си по протокола от Гьотеборг свързани с емисиите на SO<sub>2</sub>.

Същевременно, директното приложение на нормите на Директивата в предписаните срокове би довело до непосилни икономически тежести. Усвояването на капитални вложения в съоръжения за контрол на емисиите в размер на 1,274 милиарда лева (около 4% от БВП) в течение на четири години е неизпълнима задача за промишления потенциал на страната. Разходите за обслужване на кредитите за тези инвестиции и експлоатационните разходи надхвърлят 310 милиона лева годишно (1 % от БВП).

Непроизводствения характер на тези разходи ще наруши финансово-икономическата стабилност на страната.

Следва да се отчете и фактът, че през периода на приложението на Директивата ще се наложат инвестиции в изграждане на заместващи мощности в обществени централи за топлофикация (главно на природен газ) на обща стойност 1,3 млрд лева, което допълнително ще утежни платежния баланс на страната.

### **Анализът на националния мощностен и енергиен баланс налага да се приложат преходни периоди при прилагането на Директива 2001/80/ЕС както следва:**

1. ТЕЦ “Варна”- преходен период до 2016 г., като поетапно котлите на централата се привеждат в пълно съответствие с нормите на Директивата през периода 2012- 2015 г. Инвестиции в размер на 214 млн лв. ще бъдат отложени за периода след 2007 г., като ще бъдат осигурени от новият собственик след приватизацията на централата.
2. ТЕЦ “Бобов дол”- преходен период до 2018 г., като през 2007 г. се извежда от експлоатация първи блок, през 2012 г. от експлоатация се извежда втори блок, а третият се извежда от експлоатация през 2018 г. При такъв подход не се планират инвестиции за съоръжения за контрол на емисиите, с което се намалява обемът инвестиции със 136,5 млн лв. за привеждане в съответствие с нормите на Директивата.
3. ТЕЦ “Русе изток”- преходен период до 2016 г., като в периода 2008- 2016 г., в течение на осем години, поетапно централата се привежда в съответствие с нормите на Директивата. Отлагат се за период след 2007 г. инвестиции в размер на 155 млн лв., като те ще бъдат осигурени от новия собственик след приватизацията на централата.

4. ТЕЦ "Лукойл Нефтохим Бургас" - отлагане на приложението на Директивата до 2012 г., заедно с приложението на Директива 93/12/ЕЕС за намаляване на съдържането на сяра в течните горива, с поетапно намаляване на емисиите на инсталациите през периода 2004- 2012 г, като в крайния етап се достига съответствие на рафинерията на изискванията на Директивата за рафинерии (чл.4, ал. 3, буква А)- средна концентрация на SO<sub>2</sub> от 1000 mg/Nm<sup>3</sup> за всички горивни инсталации в рафинерията и в съответствие на изискванията към ГГИ за емисии на NO<sub>x</sub> и прах. Инвестициите се осигуряват от собственика на рафинерията съвместно с инвестициите за намаляване на съдържанието на сяра в течните горива.

Прилагането на тези преходни периоди за постигане на съответствие с Директивата ще позволи инвестициите за ГГИ в периода до 2008 г. да бъдат намалени до 700 млн лева, а годишните експлоатационни разходи да се намалят до по-приемливи стойности, които могат да се поемат от операторите.

Тези преходни периоди ще позволят инвестициите да се разпределят в по-дълъг период (8- 10 години вместо 4). Така промишлеността може да поеме по-равномерно това капиталово натоварване, а разходите по обслужване на кредитите и експлоатационните разходи ще намалят значително, като в периода 2008- 2010 г. ще бъдат 184 млн лева, което ще съдейства за запазване на финансово- икономическа стабилност на страната.